

# **Gas Natural de Lima y Callao S.A.**

**Dictamen de los Auditores Independientes**

**Estados Financieros**

Años Terminados el 31 de Diciembre de 2010 y 2009

## DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas y Directores de  
Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (una subsidiaria de AEI Perú Holdings LTD.), que comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2010 y 2009 (reexpresado), y los estados de ganancias y pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, así como el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas.

### Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno que sea relevante en la preparación y presentación razonable de los estados financieros para que estén libres de errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; y realizar las estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

### Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable que los estados financieros estén libres de errores materiales.

Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan errores materiales, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración el control interno de la compañía que es relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la compañía. Una auditoría también comprende evaluar si los principios de contabilidad aplicados son apropiados, y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para sustentar nuestra opinión de auditoría.

### Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes indicados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Gas Natural de Lima Callao S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009 (reexpresado), los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú.

### Enfasis en otros asuntos

Como se explica en la Nota 2 (a) a los estados financieros, debido a cambios en el contrato BOOT de la concesión (Nota 1), la Compañía ha evaluado y concluido que se encuentra dentro del alcance de aplicación de la CINIIF 12 – Contratos de Concesión. Como resultado de lo anterior, la Compañía ha reconocido como intangible el derecho otorgado por el Estado Peruano a través del contrato BOOT de la concesión de cobrar a los usuarios por los servicios de distribución de gas. Los estados financieros de 2009, previamente reportados, han sido reexpresados para reflejar este ajuste como si la adopción de la política contable hubiera sido aplicada desde el período comparativo más antiguo.

*Beltum Gas & Asoc. S. Civil de R.L.*

Refrendado por:



(Socio)

Héctor Gutiérrez Durand  
CPC Matrícula No.37527

18 de febrero de 2011

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

BALANCES GENERALES

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009 (REEXPRESADO)

<u>ACTIVO</u>	<u>Notas</u>	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000 (Nota 2(a))	<u>PASIVO Y PATRIMONIO NETO</u>	<u>Notas</u>	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000 (Nota 2(a))
<b>ACTIVO CORRIENTE:</b>				<b>PASIVO CORRIENTE:</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	24,015	16,275	Obligaciones financieras	16	242	8,400
Cuentas por cobrar comerciales, neto	5	31,698	16,285	Cuentas por pagar comerciales	13	17,917	10,944
Otras cuentas por cobrar	7	4,164	3,420	Cuentas por pagar a partes relacionadas	6	3,285	820
Existencias, neto	8	13,506	11,061	Impuesto a la renta y participación de los trabajadores corriente	14	603	2,050
Impuestos por recuperar	9	667	144	Otras cuentas por pagar	15	19,866	5,993
Gastos contratados por anticipado	10	1,714	1,252				
<b>Total activo corriente</b>		<b>75,764</b>	<b>48,437</b>	<b>Total pasivo corriente</b>		<b>41,913</b>	<b>28,207</b>
<b>ACTIVO NO CORRIENTE:</b>				<b>PASIVO NO CORRIENTE:</b>			
Otras cuentas por cobrar	7	136	110	Obligaciones financieras	16	66,631	19,142
Cuentas por cobrar comerciales, neto	5	3,860	2,353	Cuentas por pagar a partes relacionadas	6	47,000	47,000
Impuestos por recuperar	9	16,093	14,457	Otras cuentas por pagar	15	14,269	15,635
Terrenos, maquinaria y equipo, neto	11	3,584	5,143	Pasivo por impuesto a la renta diferido	29	642	-
Activos intangibles, neto	12	189,955	147,021	Provisiones	17	1,893	2,202
Activo por impuesto a la renta diferido	29	-	257	Ingresos diferidos	18	1,883	-
Gastos contratados por anticipado	10	48	48				
<b>Total activo no corriente</b>		<b>213,676</b>	<b>169,389</b>	<b>Total pasivo no corriente</b>		<b>132,318</b>	<b>83,979</b>
				<b>TOTAL PASIVO</b>		<b>174,231</b>	<b>112,186</b>
				<b>PATRIMONIO NETO:</b>			
				Capital social	19	98,301	98,301
				Reserva legal	20	772	70
				Resultados acumulados	21	16,136	7,269
				<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>		<b>115,209</b>	<b>105,640</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>289,440</b>	<b>217,826</b>	<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO</b>		<b>289,440</b>	<b>217,826</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE GANANCIAS Y PERDIDAS

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009 (REEXPRESADO)

	<u>Notas</u>	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000 (Nota 2(a))
<b>INGRESOS OPERACIONALES</b>			
Ventas netas:			
Ingreso por servicio de distribución de gas natural	22	156,236	109,242
Garantía por red principal	18	-	301
Total		<u>156,236</u>	<u>109,543</u>
Otros ingresos operacionales:			
Intereses por financiamiento a clientes		761	378
Ingreso por servicios de administración, operación y mantenimiento - partes relacionadas	6	<u>506</u>	<u>523</u>
Total		<u>1,267</u>	<u>901</u>
Total ingresos operacionales		157,503	110,444
<b>COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL</b>			
	23	<u>(117,336)</u>	<u>(82,795)</u>
<b>UTILIDAD BRUTA</b>			
		<u>40,167</u>	<u>27,649</u>
Gastos de administración	24	(14,913)	(10,405)
Gastos de comercialización	25	(5,257)	(2,300)
Otros ingresos		746	152
Otros gastos		-	(511)
Total		<u>(19,424)</u>	<u>(13,064)</u>
<b>UTILIDAD OPERATIVA</b>			
		<u>20,743</u>	<u>14,585</u>
Ingresos financieros	26	482	453
Gastos financieros	27	(7,644)	(5,473)
Ganancia por diferencia en cambio, neta	3 (a)	<u>173</u>	<u>1,320</u>
Total		<u>(6,989)</u>	<u>(3,700)</u>
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA</b>			
Impuesto a la renta	28	<u>(4,185)</u>	<u>(3,431)</u>
<b>UTILIDAD NETA</b>			
		<u>9,569</u>	<u>7,454</u>
Utilidad básica y diluida por acción común (en dólares estadounidenses)			
	30	0.097	0.092

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO  
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009

---

	Capital <u>Social</u> (Nota 19) US\$000	Reserva <u>Legal</u> (Nota 20) US\$000	Resultados <u>Acumulados</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
Saldos al 31 de diciembre de 2008	48,301	-	(115)	48,186
Aportes de capital	50,000	-	-	50,000
Transferencia	-	70	(70)	-
Utilidad neta	-	-	7,454	7,454
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 1)	98,301	70	7,269	105,640
Transferencia	-	702	(702)	-
Utilidad neta	-	-	9,569	9,569
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Saldos al 31 de diciembre de 2010	<u>98,301</u>	<u>772</u>	<u>16,136</u>	<u>115,209</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

---

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO  
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009 (REEXPRESADO)

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000 (Nota 2(a))
<b>ACTIVIDADES DE OPERACION:</b>		
Cobros por ingresos de servicios de distribución y por garantía de servicio por red principal	170,661	125,913
Otros cobros de operación	364	1,687
Pago a proveedores	(139,144)	(99,232)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales	(11,792)	(7,754)
Pago de tributos	(7,084)	(7,026)
Pago de intereses	(3,465)	(4,962)
Otros pagos de operación	(1,958)	(2,959)
	<u>7,582</u>	<u>5,667</u>
<b>ACTIVIDADES DE INVERSION:</b>		
Compra de terrenos, maquinarias y equipo y obras en curso	(885)	(1,713)
Aumento en activos intangibles	(37,675)	(48,864)
Venta de activos fijos e intangibles	-	60
	<u>(38,560)</u>	<u>(50,517)</u>
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:</b>		
Aumento en obligaciones financieras	69,856	4,000
Pago de obligaciones financieras	(30,428)	(53,206)
Préstamos recibidos de partes relacionadas	-	47,000
Aportes de capital	-	50,000
Aporte Financiero y Sobrecargo	(710)	6,042
	<u>38,718</u>	<u>53,836</u>
<b>AUMENTO NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO</b>	<b>7,740</b>	<b>8,986</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL COMIENZO DEL AÑO</b>	<b><u>16,275</u></b>	<b><u>7,289</u></b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO</b>	<b><u><u>24,015</u></u></b>	<b><u><u>16,275</u></u></b>

(Continúa)

GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO  
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009 (REEXPRESADO)

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000 (Nota 2(a))
<b>CONCILIACION DE LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACION:</b>		
Utilidad neta	9,569	7,454
Ajustes a la utilidad neta:		
Depreciación y amortización	8,351	5,543
Provisión cuentas de cobranza dudosa	165	72
Provisión por desvalorización de existencias	41	109
Impuesto a la renta diferido	873	(110)
Pérdida en venta y retiro de activos fijos	54	71
Recupero de provisiones, neto	(309)	(80)
(Aumento) disminución en activos:		
Cuentas por cobrar comerciales	(17,025)	(4,018)
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	-	82
Otras cuentas por cobrar	(737)	(559)
Existencias	(2,486)	(2,162)
Impuestos por recuperar	(2,303)	(4,838)
Gastos contratados por anticipado	(467)	(489)
Aumento (disminución) en pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	(4,342)	2,916
Cuentas por pagar a partes relacionadas	2,465	154
Impuesto a la renta y participación de los trabajadores corriente	(1,447)	1,768
Otras cuentas por pagar	13,297	810
Ingresos diferidos	1,883	(1,056)
Efectivo y equivalentes de efectivo neto proveniente de actividades de operación	<u>7,582</u>	<u>5,667</u>
Transacciones de inversión y de financiamiento que no representan flujos de efectivo:		
Derechos de sistema de compensación pendientes de pago	11,220	-
Transferencia de activo fijo a intangibles	1,824	101

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.



## GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO S.A.

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009 (REEXPRESADO)

---

#### 1. IDENTIFICACION DE LA COMPAÑIA Y ACTIVIDAD ECONOMICA

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante la Compañía) fue constituida en Lima, Perú, el 8 de febrero de 2002, e inició sus operaciones comerciales de distribución de gas natural el 20 de agosto de 2004. La Compañía es una subsidiaria de AEI de Estados Unidos de América desde junio de 2007, la cual a través de AEI Perú Holdings LTD (en adelante AEI) y de Promigas S.A. ESP, posee el 100% de las acciones con derecho a voto representativas de capital social.

La actividad económica principal de la Compañía es la distribución de gas natural, incluyendo la comercialización de equipos, su instalación, mantenimiento y la realización de actividades vinculadas a los hidrocarburos y/o su distribución, actividad que representa su segmento principal de operación; no siendo relevante informar otros segmentos de operación por sus otros ingresos operacionales dado que son menores a los umbrales cuantitativos requeridos por la NIIF 8.

El domicilio legal de la Compañía, donde se encuentran sus oficinas administrativas, es Av. Primavera N° 1878, Monterrico, Santiago de Surco, Lima, Perú.

#### **Aprobación de estados financieros**

Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2010 y los reexpresados por el 2009 han sido autorizados para su emisión por la Gerencia de la Compañía. Estos estados financieros serán presentados al Directorio, y luego puestos a consideración de la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas que se realizará dentro de los plazos de ley para su aprobación definitiva. Los estados financieros de la Compañía por el año terminado el 31 de diciembre de 2009 (previamente reportados) fueron aprobados por la Junta General Obligatoria Anual de Accionistas realizada el 26 de marzo de 2010.

#### **Acuerdo de fusión**

Con fecha 18 de mayo de 2009, la Junta General de Accionistas de la Compañía y la Junta General de Socios de Compañía Peruana de Servicios Energéticos S.A. (en adelante COPESE) aprobaron la fusión de ambas compañías con fecha efectiva 1 de junio de 2009, por la cual la Compañía absorbió a COPESE, que se disolvió sin liquidarse. Esta transacción se efectuó con el objetivo de consolidar las distintas actividades bajo una misma empresa. Esta transacción ha sido considerada como una combinación de entidades bajo control común, y se encuentra fuera del alcance de la NIIF 3, por tal motivo no se ha aplicado el método contable de la adquisición.

A la fecha efectiva de la fusión, COPESER presentaba la siguiente información financiera:

	<u>2009</u>
	US\$000
<b>Activos:</b>	
Efectivo y equivalentes de efectivo	41
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,944
Otras cuentas por cobrar	86
Gastos contratados por anticipado	364
Activo fijo, neto	1,785
Activos intangibles, neto	542
Impuesto a la renta y participación de los trabajadores diferido	<u>76</u>
<b>Total</b>	<u><u>4,838</u></u>
<b>Pasivos:</b>	
Obligaciones financieras	657
Cuentas por pagar comerciales	227
Cuentas por pagar a partes relacionadas	6
Otras cuentas por pagar	<u>1,156</u>
<b>Total</b>	<u><u>2,046</u></u>
<b>Posición activa neta</b>	<u><u><u>2,792</u></u></u>

### **Principales Contratos de Operación y Convenios**

(a) Contrato de Concesión de Distribución - BOOT

Por medio del Convenio de Cesión de Posición Contractual (el convenio) suscrito el 2 de mayo de 2002, con la participación del Estado Peruano, como “Concedente”; y la intervención de la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. – ETECEN, como “Empresa Recaudadora”; Tegas N.V., como “Operador Estratégico Precalificado de Transporte”; y Tractebel S.A. (hoy GDF SUEZ Tractebel S.A., antiguo accionista de la Compañía), como “Operador Estratégico Precalificado de Distribución”, la Compañía recibió a título gratuito, de Transportadora de Gas del Perú S.A. (Cedente), todos los derechos y las obligaciones del Contrato BOOT de Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao (el contrato) y la explotación de los bienes de la concesión.

Mediante este Contrato, la Compañía tiene el derecho de distribuir gas natural vía red de ductos en el departamento de Lima y la provincia constitucional del Callao entre la puesta en operación comercial y el vencimiento del plazo del Contrato, que se

establece en 33 años contados a partir del 9 de diciembre de 2000. Al vencimiento del contrato, la Compañía podrá solicitar la prórroga del plazo con una anticipación no menor de 4 años a la fecha de su vencimiento o de cualquiera de sus prórrogas. Cada plazo de prórroga no podrá ser superior a 10 años y podrá otorgarse sucesivamente, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de 60 años.

Con fecha 25 de junio de 2007, se modificó el Contrato BOOT de Concesión con el principal objetivo de incorporar como nuevo operador estratégico precalificado de distribución a AEI Perú Holdings LTD., como consecuencia de la transferencia de acciones efectuada con fecha 28 de junio de 2007.

Asimismo, con fecha 6 de mayo de 2010, el Estado Peruano, debidamente representado por el Ministerio de Energía y Minas y la Compañía, suscribieron una modificación al Contrato a fin de incorporar al mismo, entre otros, los lineamientos base y el esquema de fijación de la Tarifa Única de Distribución aplicable en toda el Área de Concesión.

Asimismo, posteriormente y con fecha 22 de julio de 2010 el Estado Peruano, debidamente representado por el Ministerio de Energía y Minas y la Compañía, suscribieron una Aclaración del Contrato BOOT por medio de la cual consignó expresamente que la Tarifa Única de Distribución sólo se establecería de acuerdo a categorías de cliente o consumidores según rangos de consumo.

Bajo este Contrato, la Compañía asume, principalmente, la responsabilidad de:

- Estar en condiciones de prestar el servicio de distribución, en concordancia con el factor de penetración que el OSINERGMIN establezca; factor que será considerado en los respectivos cálculos tarifarios, a por lo menos 10,000, 30,000 y 70,000 consumidores a los dos, cuatro y seis años, respectivamente, desde la puesta en operación comercial. Para cumplir con esta responsabilidad la Compañía deberá construir las Obras Comprometidas y las Obras del Plan de Crecimiento Comprometido. En caso la Compañía no contara con las condiciones para prestar el servicio al número de consumidores establecido dentro de los plazos indicados, se deberá pagar al concedente US\$50 por mes o fracción de mes de atraso, por cada consumidor que falte para cumplir con las metas establecidas hasta un máximo de cuatro meses.

Sobre el particular, resulta pertinente señalar que:

- i. Actualmente la Compañía se encuentra en proceso de verificación de cumplimiento total de esta obligación con las autoridades correspondientes en la medida que a agosto 2008 la Compañía declaró contar con 78,955 consumidores potenciales y,
- ii. En virtud de lo dispuesto en la última modificación del Contrato BOOT del 6 de mayo de 2010, la Compañía asumió como compromiso adicional al mencionado precedentemente y a partir del 8 de mayo de 2010, fecha de entrada en vigencia de la Tarifa Única de Distribución, estar en condiciones

de prestar efectivamente el Servicio de Distribución por lo menos a la siguiente cantidad de consumidores:

	<b>Año</b>	<b>Consumidores por año</b>	<b>Consumidores por año acumulados</b>
(i)	Al finalizar el primer año	12,000	12,000
(ii)	Al finalizar el segundo año	15,000	27,000
(iii)	Al finalizar el tercer año	18,000	45,000
(iv)	Al finalizar el cuarto año	21,000	66,000
(v)	Al finalizar el quinto año	25,000	91,000
	<b>Total al quinto año</b>	<b>91,000</b>	

- Atender la capacidad mínima en la Red de Alta Presión según los controles a establecerse antes de las conexiones a Cementos Lima S.A., la Central Térmica de Santa Rosa (Edegel S.A.A.) y la Central Térmica de Ventanilla (Edegel S.A.A.).
- Cumplir con el cronograma de las actividades de construcción de las Obras Comprometidas Iniciales sin exceder el plazo para la puesta en operación comercial. Dicho cronograma fue cumplido oportunamente por la Compañía, prueba de ello es la devolución de la garantía de fiel cumplimiento, entregada al Estado Peruano para garantizar las obligaciones asumidas.
- Durante la vigencia del período de garantía (durante el cual se aplica el mecanismo de la Garantía por Red Principal) no destinar más del 33% de la capacidad garantizada de la Red de Distribución a sus partes relacionadas, excluyéndose de esta limitación a la capacidad destinada al servicio de los consumidores iniciales o la contratación directamente por éstos, incluyendo a sus respectivos cesionarios o sucesores en los contratos de compra, venta o suministro de gas.
- En virtud de este Contrato la empresa recaudadora pagará mensualmente a la Compañía la Garantía por Red Principal a más tardar tres días calendarios después del último día calendario previsto en el Artículo 136 del Reglamento de la “Ley de Concesiones Eléctricas”. Dicho pago se realizará según las mismas reglas que se aplican para el pago del peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, definido en la “Ley de Concesiones Eléctricas”. En caso de incumplimiento, Perupetro S.A., como empresa garante, asumirá la obligación.

Los cargos que la Compañía podrá efectuar al consumidor, de acuerdo a su categoría y condición, comprenden el costo del gas natural, el costo del transporte de gas, el costo de la distribución vía la Red de Alta Presión (o Red Principal), el costo de la distribución vía las “Otras Redes” (o redes secundarias) y los tributos no incorporados en esos conceptos. Resulta pertinente señalar que con la entrada en vigencia de la Tarifa Única de Distribución los conceptos vinculados con la Red Principal y las Otras Redes de Distribución se consolidaron en una única tarifa. Asimismo, el costo del gas natural y el costo del transporte deberán reflejar el traslado del costo unitario correspondiente sin establecer márgenes sobre ellos.

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones a partir de la puesta en operación comercial, la Compañía entregó al concedente una garantía de fiel cumplimiento de (en miles) US\$1,000, la misma que debe mantenerse durante la vigencia del contrato de concesión. Al 31 de diciembre de 2010 esta garantía consiste de una carta fianza otorgada por el Banco de Crédito del Perú, con vencimiento el 9 de agosto de 2012, la cual se renueva periódicamente a su vencimiento.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2010, la Compañía viene cumpliendo con las responsabilidades asumidas en este Contrato.

(b) Convenio de Estabilidad Jurídica

Mediante adenda de fecha 2 de mayo de 2002, Transportadora de Gas del Perú S.A. cedió a la Compañía su posición contractual sobre el Convenio de Estabilidad Jurídica (Convenio) que le fuera concedido el 5 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta adenda, el Estado se obliga a garantizar a la Compañía un régimen de estabilidad jurídica, incluyendo el Impuesto a la Renta, durante el plazo de la concesión (hasta el año 2033), de modo que no afecte a la Compañía ningún cambio en el régimen de aplicación del tributo tal como estaba vigente a la fecha de suscripción del Convenio (año 2000). Este Convenio está relacionado con la inversión que sus antiguos accionistas efectuaron en la Compañía, mediante aportes de capital por un importe de (en miles) US\$30,000, el cual fue completado en 2003.

(c) Convenio de Garantía

Mediante adenda de fecha 2 de mayo de 2002, Transportadora de Gas del Perú S.A. cedió a la Compañía su posición contractual sobre el convenio de Garantía que le fuera concedido el 9 de diciembre de 2000 por el Estado Peruano (representado por el Ministerio de Energía y Minas). En virtud de esta adenda, el Estado se obliga a garantizar todas las obligaciones, declaraciones, seguridades, y garantías otorgadas por el Estado Peruano en el Contrato, incluyendo el pago de la Garantía por Red Principal a cargo de la empresa recaudadora.

**Regulación operativa y normas legales que afectan las actividades del Sector de Hidrocarburos y las actividades de la Compañía**

(a) Ley Orgánica de Hidrocarburos

Ley No. 26221, promulgada el 19 de agosto de 1993, cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado mediante Decreto Supremo No. 042-2005-EM; y sus diferentes modificatorias y ampliatorias.

(b) Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Mediante Ley No. 27133, promulgada el 18 de noviembre de 1999, y su Reglamento aprobado mediante D.S. 040-99-EM, y sus modificatorias, se establecieron las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

Resulta pertinente señalar que mediante Decretos Supremos No. 048-2008-EM y 082-2009-EM, se modificó el Reglamento de Ley de Promoción a fin de (i) permitir la implementación de la Tarifa Unica de Distribución (unificación de la Tarifa por Red Principal y la Tarifa de Otras Redes) a ser aplicada dentro del Área de Concesión de la Compañía, con un periodo tarifario de vigencia de cuatro años y (ii) implementar un mecanismo de compensación relacionado con el no pago de la misma vigente hasta el 31 de diciembre de 2013.

La Tarifa Unica de Distribución deberá cubrir el costo del servicio, pagado mediante los ingresos garantizados y los pagos adelantados por la garantía, más las inversiones y los costos de administración, operación y mantenimiento incrementales eficientes correspondientes a la capacidad adicional que garanticen la adecuada prestación del servicio, teniendo en consideración la demanda actual y la proyección de la misma, así como las restricciones existentes al momento de la instalación. Dentro del procedimiento de regulación de las tarifas únicas de distribución, se aprueba el plan quinquenal de inversiones cuyo costo se incluye en la base tarifaria.

La Tarifa Unica de Distribución, que entró en vigencia en mayo de 2010, permitirá, bajo metodología de reconocimiento de inversiones “roll in”, efectuar, las inversiones necesarias para satisfacer las necesidades de todos los usuarios conectados e interesados en conectarse al Sistema de Distribución.

Asimismo, la Tarifa Unica de Distribución está establecida por categoría de usuarios según sus rangos de consumo y se aplicará a todos los consumidores ubicados dentro del Área de Concesión.

(c) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Mediante Ley N° 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes. Asimismo, el OSINERGMIN debe fiscalizar el cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos.

(d) Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía y Minas, es el organismo central y rector del Sector Energía y Minas, y forma parte integrante del Poder Ejecutivo. El Ministerio de Energía y Minas tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero-energéticas.

Asimismo, el Ministerio de Energía y Minas tiene como objetivo promover el desarrollo integral de las actividades minero-energéticas, normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, su cumplimiento y cautelando el uso racional de los recursos naturales.

(e) Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

Mediante Decreto Supremo No. 042-99-EM se promulgó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos que norma entre otros aspectos lo referente a la prestación del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo las normas de seguridad, las normas vinculadas a la fiscalización y el procedimiento para el otorgamiento de los derechos de servidumbre. Luego de la promulgación del mencionado reglamento, se dieron diversas modificaciones, emitiéndose el 22 de julio de 2008, mediante Decreto Supremo No. 040-2008-EM, el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

Una de las principales obligaciones que establece este dispositivo es aquella según la cual las empresas concesionarias deben atender el suministro requerido dentro de los sesenta días hábiles cuando hay infraestructura en la zona, o dentro de los doce meses siguientes en caso no la hubiera, siempre que el suministro sea técnica y económicamente viable.

(f) Resolución OSINERGMIN No. 056-2009-OS/CD

El 17 de diciembre de 2009 entró en vigencia la Resolución OSINERGMIN No. 056-2009-OS/CD, mediante la cual se aprueba el nuevo Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural que deja sin efecto la Resolución OSINERGMIN No. 263-2005-OS/CD y que tienen por finalidad establecer los lineamientos para la determinación de la viabilidad técnica-económica de nuevos suministros de gas natural a que se refiere el Reglamento de Distribución

(g) Contrato de servicios a parte relacionada

Actualmente la Compañía, mantiene suscrito un contrato con Fénix Power S.A. (parte relacionada) por el cual le presta hasta febrero de 2011 servicios de asistencia administrativa y financiera.

Asimismo, la Compañía mantiene suscrito un Contrato de Asesoría de Servicio Técnico con la empresa Promigas S.A. E.S.P., en virtud del cual, la última presta asesoría técnica a la Compañía en el desarrollo, entre otras, de las actividades comerciales, de ingeniería, constructivas y de operación y mantenimiento vinculadas con Servicio de Distribución y el Sistema de Distribución.

## 2. POLITICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables significativas utilizadas por la Compañía en la preparación y presentación de sus estados financieros son las siguientes:

### (a) Base de preparación y presentación

Los estados financieros se preparan y presentan de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú (PCGA en Perú), los cuales comprenden las Normas e Interpretaciones emitidas o adoptadas por el IASB (International Accounting Standards Board), las cuales incluyen las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC), y las Interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), o por el anterior Comité Permanente de Interpretación (SIC) - adoptadas por el IASB, oficializadas por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC) para su aplicación en Perú.

Las normas oficializadas en Perú por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC) al 31 de diciembre de 2010, son las versiones vigentes internacionalmente a la fecha de aprobación del CNC y que corresponde a las NIIF de la 1 a la 8, las NIC de la 1 a la 41, las CINIIF 1 a la 14, las SIC de la 1 a la 32 (excepto las derogadas).

En la preparación y presentación de los estados financieros de 2010 y 2009, la Compañía ha observado el cumplimiento de las Normas e Interpretaciones antes mencionadas que le son aplicables, de acuerdo con las Resoluciones emitidas por el CNC.

### **Adopción plena de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)**

Mediante Resolución No. 102-2010-EF/94.01.1 de fecha 14 de octubre de 2010, CONASEV dispuso que todas las personas jurídicas que se encuentren bajo el ámbito de su supervisión deberán preparar sus estados financieros con observancia plena de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que emita el IASB vigentes internacionalmente, precisando en las notas una declaración en forma explícita y sin reserva sobre el cumplimiento de dichas normas. Concordante con esta resolución para el caso de la Compañía, la preparación y presentación de los primeros estados financieros en los que se apliquen plenamente las NIIF será la información financiera auditada anual al 31 de diciembre de 2011, y se efectuará de conformidad con lo dispuesto en la NIIF 1 “Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”.



## **Nuevos pronunciamientos contables**

Se han publicado internacionalmente las siguientes normas y modificaciones a las normas e interpretaciones existentes (mencionadas en el primer párrafo del acápite a) emitidas o adoptadas por el IASB, las cuales podrían tener impacto en los estados financieros de 2011:

Marco Conceptual (revisado septiembre 2010)  
NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF” (enmendada mayo 2010)  
NIIF 2 “Pagos basados en acciones” (enmendada junio 2009)  
NIIF 3 “Combinaciones de negocios” (enmendada mayo 2010)  
NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas” (enmendada abril 2009)  
NIIF 7 “Instrumentos financieros: información a revelar” (enmendada mayo 2010)  
NIIF 8 “Segmentos de Operación” (enmendada abril 2009)  
NIC 1 “Presentación de estados financieros” (enmendada mayo 2010)  
NIC 7 “Estado de Flujos de Efectivo” (enmendada abril 2009)  
NIC 16 “Propiedades, planta y equipo” (enmendada mayo 2008)  
NIC 17 “Arrendamientos” (enmendada abril 2009)  
NIC 18 “Ingresos de actividades ordinarias” (enmendada abril 2009)  
NIC 19 “Beneficios a los empleados” (enmendada mayo 2008)  
NIC 20 “Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales” (enmendada mayo 2008)  
NIC 23 “Costos por préstamos” (enmendada mayo 2008)  
NIC 24 “Información a revelar sobre Partes Relacionadas” (enmendada noviembre 2009)  
NIC 27 “Estados financieros consolidados y separados” (enmendada mayo 2010)  
NIC 28 “Inversiones en asociadas” (enmendada mayo 2008)  
NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” (enmendada mayo 2008)  
NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” (enmendada mayo 2008)  
NIC 32 “Instrumentos financieros: Presentación” (enmendada octubre 2009)  
NIC 34 “Información Financiera Intermedia” (enmendada mayo 2010)  
NIC 36 “Deterioro del valor de los activos” (enmendada abril 2009)  
NIC 38 “Activos intangibles” (enmendada abril 2009)  
NIC 39 “Instrumentos financieros: reconocimiento y medición” (enmendada abril 2009)  
NIC 40 “Propiedades de Inversión” (enmendada mayo 2008)  
NIC 41 “Agricultura” (enmendada mayo 2008)  
CINIIF 8 “Alcance de la NIIF 2” (revisada en junio 2009)  
CINIIF 9 “Nueva evaluación de Derivados Implícitos” (enmendada abril 2009)  
CINIIF 11 “NIIF 2 – Transacciones con acciones propias y del Grupo” (revisada junio 2009)  
CINIIF 13 “Programas de Fidelización de Clientes” (enmendada mayo 2010)  
CINIIF 14 “NIC 19 - El Límite en un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción” (enmendada noviembre 2009)  
CINIIF 15 “Acuerdos para la construcción de inmuebles” (emitida julio 2008)  
CINIIF 16 “Cobertura de una inversión neta en un negocio en el extranjero” (enmendada abril 2009)  
CINIIF 17 “Distribuciones, a propietarios de activos, distintos al efectivo” (enmendada noviembre 2008)

CINIIF 18 “Transferencia de Activos de Clientes” (emitida enero 2009)

CINIIF 19 “Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio” (emitida noviembre 2009)

La Gerencia de la Compañía está evaluando el impacto que estas Normas tendrán en los estados financieros de 2011 en adelante.

### **Nuevos Pronunciamientos Contables aprobados internacionalmente a ser aplicados después del año 2011**

NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF” (enmendada diciembre 2010)

NIIF 7 “Instrumentos financieros: información a revelar” (enmendada octubre 2010)

NIIF 9 “Instrumentos financieros: clasificación y medición” (enmendada noviembre 2009)

NIC 12 “Impuesto a las ganancias” (enmendada diciembre 2010)

### **Adopción de política contable**

En 2010, la Gerencia ha analizado las modificaciones al contrato BOOT (Nota 1) efectuadas en el año, y ha concluido que se encuentra dentro del alcance de aplicación de la CINIIF 12 – Contratos de Servicios de Concesión. El cambio principal, que afecta la aplicación desde el año 2010 de la CINIIF 12, se refiere al control remanente que puede ejercer el concedente sobre los activos de la concesión. El contrato BOOT considera un pago al término de la concesión equivalente al valor en libros de los activos, el cual con la modificación efectuada en 2010, lo limita únicamente al valor contable de los activos bajo la metodología del costo, y excluye explícitamente la opción de su registro al valor razonable. Ante este cambio, la Gerencia considera haber perdido control sobre el valor remanente de los activos y por tanto concluye que su contrato BOOT entra en el alcance de la CINIIF 12. En el acápite (k) se explica el tratamiento contable y aplicación de la CINIIF 12 a la Compañía.

La adopción de la CINIIF 12 en 2010, ha sido contabilizada efectuando la reexpresión de los saldos iniciales para efectos comparativos. El efecto reconocido en los saldos iniciales al 1 de enero de 2009 fue una transferencia de inmuebles maquinaria y equipos a activos intangibles de (en miles) US\$108,560, neto, y una transferencia de ingresos diferidos por Garantía de Red Principal cobrada por anticipado contra el valor de la concesión por (en miles) US\$7,758.

### **Cambio no material en política contable**

De acuerdo a las aclaraciones del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) efectuadas en setiembre y noviembre de 2010, estas concluyen, entre otros temas, que la participación de los trabajadores debe ser registrada de acuerdo con la NIC 19 Beneficios a los Empleados y no por analogía con la NIC 12 Impuesto a las Ganancias o la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes. En consecuencia, se concluye que el reconocimiento de la participación de los trabajadores debe registrarse sólo por los gastos de compensación relacionados con servicios prestados en el ejercicio; y consecuentemente no debe de registrarse un activo o pasivo diferido por las diferencias temporales a que se refiere la NIC 12.

Como resultado de lo anterior, y del Oficio recibido en 2010 de la CONASEV, la Compañía cambió la política contable que venía aplicando hasta el 31 de diciembre de 2009 de registrar la participación de los trabajadores diferida. Este cambio en política contable ha sido evaluado como no material y se registró disminuyendo el pasivo por impuesto a la renta diferido en (en miles) US\$18 y disminuyendo el resultado del ejercicio 2010. Asimismo en el estado de ganancias y pérdidas de 2009 (reexpresado) el gasto de participaciones diferidas del año 2009 ha sido reclasificado a costo de servicio de distribución de gas natural, gastos de administración y gastos de comercialización, dentro del resultado operativo.

**(b) Moneda funcional y de presentación, transacciones en moneda local y contabilidad en moneda extranjera**

La Compañía prepara y presenta sus estados financieros en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional que le corresponde. La moneda funcional es la moneda del entorno económico principal en el que opera una entidad, aquella que influye en los precios de venta de los servicios y bienes que comercializa, entre otros factores.

**Contabilidad en moneda extranjera**

Mediante Decreto Supremo 151-2002-EF de fecha 26 de setiembre de 2002, se establecieron disposiciones para que los contribuyentes que suscribieron contratos con el Estado Peruano y recibido y/o efectuado inversión extranjera directa, puedan llevar su contabilidad en moneda extranjera. En este sentido, la Compañía al haber suscrito diversos convenios de cesión de posición contractual de contratos suscritos con el Estado Peruano, descritos en la Nota 1 a los estados financieros, está legalmente facultada y por lo tanto lleva su contabilidad en dólares estadounidenses.

**Transacciones en moneda local**

Las transacciones en moneda local se convierten a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a la fecha de las mismas. Al 31 de diciembre de 2010, los saldos monetarios en nuevos soles están expresados en dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a esa fecha de US\$0.356 (US\$0.346 en 2009) por S/.1.00.

**(c) Uso de estimaciones**

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia realice estimaciones y supuestos para la determinación de saldos de activos, pasivos y montos de ingresos y gastos, y para revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros. Si más adelante ocurriera algún cambio en las estimaciones o supuestos debido a variaciones en las circunstancias en las que estuvieron basadas, el efecto del cambio sería incluido en la determinación de la utilidad o pérdida neta del ejercicio en que ocurra el cambio, y de ejercicios futuros, de ser el caso. Las estimaciones significativas relacionadas con los estados financieros son la provisión de servicios no facturados, la provisión por deterioro de cuentas por cobrar, la provisión para desvalorización de existencias, la vida útil

asignada a la maquinaria y equipo y a los activos intangibles, la determinación del valor razonable de los activos y pasivos financieros valuados al costo amortizado, las provisiones diversas y el impuesto a la renta.

#### **(d) Cuentas por cobrar comerciales**

Las cuentas por cobrar comerciales se registran a su valor nominal y están presentadas netas de provisión por deterioro, la cual es estimada de acuerdo con las políticas establecidas por la Gerencia y se reconoce considerando, entre otros factores, la antigüedad de los saldos pendientes de cobro con una antigüedad mayor a 12 meses y sus posibilidades de ser recuperados, y la evidencia de dificultades financieras del deudor que incrementen más allá de lo normal el riesgo de incobrabilidad de los saldos pendientes de cobro, de modo que su monto tenga un nivel que la Gerencia estima adecuado para cubrir eventuales pérdidas en las cuentas por cobrar a la fecha del balance general. El monto de la provisión se reconoce con cargo a los resultados del ejercicio y los recuperos posteriores con crédito a los resultados del ejercicio. Los criterios básicos para dar de baja los activos financieros deteriorados contra dicha cuenta de valuación son los siguientes: (a) agotamiento de la gestión de cobranza, incluyendo ejecución de garantías; y (b) dificultades financieras del deudor que evidencien la imposibilidad de hacer efectiva la cobranza de la cuenta por cobrar.

#### **(e) Existencias**

Los suministros y repuestos se valúan al costo o al valor neto realizable, el que sea menor. El costo se determina usando el método de promedio ponderado; el costo de existencias por recibir, usando el método de costo específico. Por las reducciones del valor en libros de las existencias a su valor neto realizable, se constituye una provisión para desvalorización de existencias con cargo a los resultados del ejercicio en el que ocurren tales reducciones.

#### **(f) Instrumentos financieros**

Los instrumentos financieros se definen como cualquier contrato que origina simultáneamente, un activo financiero en una empresa y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra empresa. Los principales activos y pasivos financieros presentados en el balance general son: efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar y por pagar comerciales, otras cuentas por cobrar y por pagar, cuentas por cobrar y por pagar a partes relacionadas (corriente y largo plazo), y obligaciones financieras (corriente y largo plazo). Las políticas contables para su reconocimiento y medición se describen en las correspondientes notas de políticas contables.

El reconocimiento inicial de un activo o pasivo financiero que no se lleve a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas, será a su valor razonable más los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la compra o emisión del instrumento financiero.

Los activos financieros originados por la propia empresa tales como préstamos y cuentas por cobrar a cambio de suministrar efectivo, bienes o servicios directamente a un deudor, y los pasivos financieros por obligaciones a largo plazo, son valuados a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, reconociendo en resultados los intereses

devengados en función de su tipo de interés efectivo. Por costo amortizado se entiende el costo inicial menos los reembolsos del principal más o menos la amortización acumulada (calculada con el método de la tasa de interés efectiva) de cualquier diferencia entre el importe inicial y valor de reembolso en el vencimiento, teniendo en cuenta potenciales reducciones por deterioro o impago (en el caso de activos financieros). El método de la tasa de interés efectiva busca igualar exactamente el valor en libros de un instrumento financiero con los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero. La pérdida o ganancia de un pasivo financiero a valor razonable con cambios en ganancias y pérdidas, se reconocerá en los resultados del ejercicio. En el caso de los pasivos financieros registrados al costo amortizado, se reconocerán las ganancias o pérdidas en el resultado del ejercicio cuando el pasivo financiero se dé de baja por haberse extinguido (pago, cancelación o expiración), así como a través del proceso de amortización.

La clasificación de un instrumento financiero como pasivo financiero o como instrumento de patrimonio se hace de conformidad con la esencia del acuerdo contractual que lo origina. Los intereses, pérdidas y ganancias relacionados con un instrumento financiero clasificado como pasivo financiero se reconocen como gasto o ingreso. Las distribuciones a los tenedores de un instrumento financiero clasificado como instrumento de patrimonio se cargan directamente a resultados acumulados.

#### **(g) Terrenos, maquinaria y equipo**

Terrenos, maquinaria y equipo se registran al costo y están presentados netos de depreciación acumulada. La depreciación anual se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos, representada por tasas de depreciación equivalentes.

Los desembolsos iniciales, así como aquellos incurridos posteriormente, relacionados con bienes cuyo costo puede ser valorado confiablemente, y es probable que se obtendrá de ellos beneficios económicos futuros, se reconocen como activos fijos. Los desembolsos para mantenimiento y reparaciones se reconocen como gasto del ejercicio en el que son incurridos. Cuando un activo fijo se vende o es retirado del uso, su costo y depreciación acumulada se eliminan y la ganancia o pérdida resultante se reconoce como ingreso o gasto.

#### **(h) Arrendamiento financiero**

Los bienes recibidos en arrendamiento financiero se registran al inicio del arrendamiento como activos y pasivos al valor razonable del bien arrendado. Estos activos se deprecian siguiendo el método de línea recta en base a su vida útil estimada para bienes similares propios. La depreciación anual se reconoce como gasto. El cargo financiero se distribuye entre los ejercicios comprendidos en el plazo de arrendamiento.

#### **(i) Costo de financiamiento**

Los costos de financiamiento se reconocen como gasto en el ejercicio en que son incurridos. Los costos de financiamiento que son atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de un activo que necesariamente toma tiempo considerable para estar listo para su venta o uso esperado (activo calificado) se capitalizan como parte del costo de dicho activo. La capitalización comienza cuando se están llevando a cabo las

actividades necesarias para preparar el activo calificado para su uso esperado y se está incurriendo en desembolsos y en costos de financiamiento y finaliza cuando sustancialmente se han completado todas las actividades necesarias para preparar el activo calificado para su uso esperado.

**(j) Arrendamiento operativo**

Los pagos por arrendamiento operativo se reconocen como gasto siguiendo el método de línea recta durante el plazo de arrendamiento.

**(k) Activos intangibles**

Bienes de la concesión

La Compañía registra su contrato BOOT de concesión (Nota 1), de acuerdo con los lineamientos establecidos por la CINIIF 12 – Contratos de Concesión. La Compañía considera que la CINIIF 12 le es aplicable, por cuanto:

- El Ministerio de Energía y Minas (“Otorgante”) regula los servicios que debe proporcionar la Compañía, fijando el método de cálculo tarifario, así como el control del cumplimiento del mismo.
- El Ministerio de Energía y Minas tiene control sobre una parte residual significativa de los activos de la concesión, ya que los activos serán devueltos al otorgante al término del contrato a su valor contable.
- La construcción de la infraestructura fue efectuada exclusivamente para el propósito de concesión. Dicha construcción no fue efectuada directamente por la Compañía, fue encargada a un tercero bajo su supervisión y responsabilidad.

La Gerencia ha evaluado que el modelo de CINIIF 12 aplicable a la Compañía, es el modelo del intangible, por cuanto la Compañía tiene el derecho de cobro de los servicios de distribución de gas natural, los cuales están asociados al consumo real de los usuarios, y están dentro del régimen regulatorio establecido por el ente regulador OSINERGMIN. Las ampliaciones a la infraestructura son registradas como adiciones al activo intangible debido a que se espera que generen beneficios económicos futuros para la Compañía por cuanto de acuerdo a Ley, se remuneran vía tarifa.

Actualmente no existe ningún monto garantizado a que tenga derecho de cobro la Compañía. Entre los años 2002 y 2007 estuvo vigente la Garantía de Red Principal (GRP), que correspondía a un ingreso garantizado para la Compañía. El monto de GRP anticipada recibido durante la etapa pre-operativa de Noviembre 2002 a Agosto 2004 se presenta neto del valor del intangible, por cuanto este se descuenta en la base tarifaria y por tanto representa un menor valor del activo intangible.

El contrato no prevé ninguna obligación específica de realizar mantenimientos mayores y a la fecha las proyecciones de la Compañía no consideran ningún mantenimiento significativo futuro. Sin embargo, debido a la naturaleza de los bienes de la concesión el

mantenimiento del mismo es de naturaleza constante y periódica y forma parte de los costos de operación y mantenimiento, y por tanto se reconocen como gastos cuando se incurren.

La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos.

#### Otros activos intangibles

Otros activos intangibles se registran al costo de adquisición y están presentados neto de amortización acumulada. La amortización se reconoce como gasto y se determina siguiendo el método de línea recta en base a la vida útil estimada de los activos.

#### **(l) Pérdida por deterioro**

Cuando existen acontecimientos o cambios económicos que indiquen que el valor de un activo de larga vida pueda no ser recuperable, la Gerencia revisa el valor en libros de estos activos. Si luego de este análisis resulta que su valor en libros excede su valor recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro en el estado de ganancias y pérdidas por un monto equivalente al exceso del valor en libros. Los importes recuperables se estiman para cada activo o, si no es posible, para cada unidad generadora de efectivo.

El valor recuperable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el mayor valor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor de uso. El valor razonable de un activo de larga vida o de una unidad generadora de efectivo, es el importe que se puede obtener al venderlo, en una transacción efectuada en condiciones de independencia mutua entre partes bien informadas. El valor de uso es el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener de un activo o de una unidad generadora de efectivo.

#### **(m) Provisiones**

Las provisiones se reconocen sólo cuando la Compañía tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable que se requieran recursos para liquidar la obligación, y se puede medir confiablemente el monto de la obligación. Las provisiones se revisan en cada ejercicio y se ajustan para reflejar la mejor estimación que se tenga a la fecha del balance general. Cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante, el monto de la provisión es el valor presente de los gastos que se espera incurrir para cancelarla.

#### **(n) Aporte financiero y aporte - sobrecargo**

Cuando la Compañía, como consecuencia de la aplicación de la resolución OSINERGMIN No. 056-2009-OS/CD, presta servicios a clientes en relación a proyectos considerados económicamente viables, los costos de dichos proyectos son asumidos por el cliente y la Compañía reconoce un pasivo (Aporte Financiero) por el mismo importe, el cual será liquidado desde el primer mes de consumo de gas del cliente como un descuento en el servicio de distribución de gas natural. Este pasivo es clasificado en corto y largo plazo en función a la oportunidad de la devolución efectiva del aporte del cliente.

Si el proyecto es preliminarmente calificado como no viable, la Compañía reconoce un pasivo (Aporte - Sobrecargo) por el importe asumido por el cliente y es mantenido como una obligación a largo plazo hasta que el proyecto califique como económicamente viable, en cuyo caso, tendrá el mismo tratamiento del Aporte Financiero.

**(o) Pasivos y activos contingentes**

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros, a menos que la posibilidad de una salida de recursos sea remota.

Los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sólo se revelan en nota a los estados financieros cuando es probable que se producirá un ingreso de recursos.

Las partidas tratadas previamente como pasivos o activos contingentes, serán reconocidas en los estados financieros del período en el cual ocurra el cambio de probabilidades, esto es, cuando en el caso de pasivos se determine que es probable, o virtualmente seguro en el caso de activos, que se producirá una salida o un ingreso de recursos, respectivamente.

**(p) Beneficios a los trabajadores**

Los beneficios a los trabajadores son reconocidos como un pasivo cuando el trabajador ha prestado los servicios a cambio del derecho de recibir pagos en el futuro; y un gasto cuando la Compañía ha consumido el beneficio económico procedente del servicio prestado por el trabajador a cambio de las retribuciones en cuestión.

**(q) Reconocimiento de ingresos, costos y gastos**

Los ingresos por servicio de distribución de gas natural son reconocidos sobre una base mensual según el consumo de gas registrado de los clientes. Los demás ingresos, costos y gastos se reconocen cuando se devengan.

**(r) Ganancias y pérdidas por diferencia de cambio**

Las ganancias y pérdidas por diferencia de cambio provenientes de la cancelación de partidas monetarias denominadas en moneda extranjera, o del ajuste de tales partidas por variaciones en el tipo de cambio después de su registro inicial, se reconocen como un ingreso y un gasto financiero, respectivamente, en el ejercicio en el cual surgen.

**(s) Impuesto a la renta diferido**

El pasivo por impuesto a la renta diferido se reconoce por todas las diferencias temporales gravables que surgen al comparar el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, sin tener en cuenta el momento en que se estime que las diferencias temporales que le dieron origen serían reversadas. Asimismo, el activo por impuesto a la renta diferido se reconoce por la pérdida tributaria y por las diferencias temporales deducibles entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base tributaria, en la medida en que sea probable que en el futuro la Compañía dispondrá de suficiente renta gravable contra la cual pueda compensar la pérdida tributaria y aplicar las diferencias temporales que reviertan dentro del plazo establecido, de ser el caso.



El pasivo y activo diferido son medidos en base a la tasa de impuesto a la renta que se espera aplicar a la renta gravable en el año en que este pasivo sea liquidado o el activo sea realizado, usando la tasa de impuesto a la renta promulgada o sustancialmente conocida en la fecha del balance general.

El impuesto a la renta es reconocido como gasto o ingreso del período, o se carga o abona directamente al patrimonio cuando se relaciona con partidas que fueron cargadas o abonadas directamente al patrimonio.

Según se explica en la Nota 2, hasta el 31 de diciembre de 2009 la Compañía, siguiendo la práctica contable usual en Perú, aplicaba similar tratamiento para registrar el porcentaje correspondiente a la participación de los trabajadores diferida. El saldo acumulado de participación a los trabajadores diferido al 31 de diciembre de 2009 de (en miles) US\$18 ha sido ajustado en 2010.

**(t) Utilidad por acción común**

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del período atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante dicho período. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan derecho a obtener acciones comunes, la utilidad diluida por acción común es igual a la utilidad básica por acción común.

**(u) Reclasificaciones**

Ciertas cifras de los estados financieros de 2009 han sido reclasificadas para hacerlos comparables con los del ejercicio 2010. Los importes reclasificados, su naturaleza y las cuentas afectadas se resumen como sigue:

	US\$000
	Cargo (Abono)
<u>Balance General:</u>	
Adopción de CINIIF 12 - Concesiones de Servicios Públicos	
Activos intangibles	145,108
Ingresos diferidos	7,447
Terrenos, maquinaria y equipos	(152,555)
Transferencia de crédito por ITAN	
Impuestos por recuperar	144
Otras cuentas por pagar	(144)

US\$000  
Cargo (Abono)

Estado de Resultados:

Transferencia de la participación diferida de los trabajadores al resultado

operativo:

Costo de servicio de distribución de gas natural	293
Gastos de administración	191
Gastos de comercialización	118
Participación de los trabajadores	(602)

Transferencia de la amortización de la Garantía por el principal anticipada

Ingresos operacionales	311
Costo de servicio de distribución de gas natural	(311)

3. ADMINISTRACION DE RIESGOS FINANCIEROS

Durante el curso normal de sus operaciones la Compañía está expuesta a una variedad de riesgos financieros. El programa de administración de riesgos de la Compañía se concentra en minimizar potenciales efectos adversos en el desempeño financiero de la Compañía. La Gerencia de Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos; la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros.

(a) Riesgo de mercado

**i) Riesgo de tipo de cambio**

La Compañía realiza sus ventas en nuevos soles tomando como base sus tarifas fijadas en dólares estadounidenses, lo cual le permite hacer frente a sus obligaciones en dicha moneda y reducir su exposición al riesgo de fluctuaciones en el tipo de cambio.

El riesgo de tipo de cambio surge principalmente de los saldos en efectivo, las cuentas por cobrar comerciales por ventas en moneda diferente a su moneda funcional y los saldos de impuestos por recuperar (crédito fiscal por impuesto general a las ventas). La Compañía no utiliza contratos a futuro (forwards) para cubrir su exposición al riesgo de tipo de cambio. La Gerencia ha aceptado el riesgo de su posición activa neta, por lo que no ha efectuado operaciones de derivados para su cobertura.

Al cierre del ejercicio, los saldos de activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera, están expresados en nuevos soles al tipo de cambio de oferta y demanda publicado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (SBS) vigente a esa fecha, el cual fue US\$0.356 (US\$0.346 en 2009) por S/.1.00, y se resumen como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	S/.000	S/.000
Activos:		
Efectivo	44,011	6,732
Cuentas por cobrar comerciales	47,752	22,822
Otras cuentas por cobrar	1,052	2,607
Impuestos por recuperar	<u>45,223</u>	<u>41,746</u>
Total	<u>138,038</u>	<u>73,907</u>
Pasivos:		
Cuentas por pagar comerciales	(1,930)	(854)
Otras cuentas por pagar	<u>(7,207)</u>	<u>(3,902)</u>
Total	<u>(9,137)</u>	<u>(4,756)</u>
Posición activa neta	<u><u>128,901</u></u>	<u><u>69,151</u></u>

En 2010, la Compañía ha registrado ganancias por diferencia de cambio de (en miles) US\$3,607 (US\$7,202 en 2009) y pérdidas por diferencia de cambio de (en miles) US\$3,434 (US\$5,882 en 2009), las cuales se presentan en el estado de ganancias y pérdidas.

Los porcentajes de devaluación (revaluación) del nuevo sol en relación con el dólar estadounidense, calculados en base al tipo de cambio de oferta y demanda - venta publicada por la SBS, y los porcentajes de inflación (deflación), según el Índice de Precios al por Mayor a Nivel Nacional (IPM), en los últimos cinco años, fue como sigue:

<u>Año</u>	<u>Devaluación</u> <u>(Revaluación)</u>	<u>Inflación</u> <u>(Deflación)</u>
	%	%
2010	(2.84)	4.57
2009	(7.99)	(5.05)
2008	4.84	8.79
2007	(6.26)	5.24
2006	(6.82)	1.33

A continuación presentamos un análisis de sensibilidad donde se demuestran los efectos en los resultados antes del impuesto a la renta y participaciones de los trabajadores de la Compañía, de una variación razonable en los tipos de cambio en moneda extranjera del 10% (Nuevos soles), manteniendo constantes todas las demás variables:

	<u>Aumento/disminución en el tipo de cambio</u>	<u>Efecto en la utilidad antes del impuesto a la renta y participaciones de los trabajadores</u> US\$000
<b>2010</b>		
Nuevos soles /U.S Dólares	10%	(4,556)
Nuevos soles /U.S Dólares	-10%	4,714
<b>2009</b>		
Nuevos soles /U.S Dólares	10%	(2,197)
Nuevos soles /U.S Dólares	-10%	2,634

**(ii) Riesgo de tasa de interés**

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Compañía mantiene principalmente, obligaciones financieras a corto y largo plazo a tasas de interés fija y variable. La Gerencia ha aceptado este riesgo, por lo que no ha efectuado operaciones con derivados para su cobertura.

A continuación presentamos un resumen donde se demuestran los efectos, en los gastos financieros de la Compañía, de una variación razonable en las tasas variables del 1% (LIBOR 3 y 6 meses):

	<u>Aumento/ Disminución en tasas LIBOR</u>	<u>Efecto en gastos financieros</u> US\$000
<b>2010</b>		
LIBOR (3 meses)	1%	897
LIBOR (3 meses)	-1%	(897)
<b>2009</b>		
LIBOR (3 meses)	1%	634
LIBOR (3 meses)	-1%	(634)

(b) Riesgo crediticio

El riesgo de crédito de la Compañía se origina de la incapacidad de los deudores de poder cumplir con sus obligaciones, en la medida que estas hayan vencido. La Gerencia considera que la Compañía no tiene riesgo crediticio debido a que sus clientes tienen periodos de cobro de 15 días y las cuentas por cobrar comerciales a partes relacionadas periodos de cobro de 30 días, no existiendo historia de problemas significativos de deterioro en las cuentas por cobrar. Así también, las concentraciones significativas de riesgo crediticio en relación a las cuentas por cobrar comerciales, individual o grupal, están limitadas debido a la amplia base de clientes, y a la política de la Compañía de evaluar la historia de crédito de los clientes y su condición financiera para cumplir con los pagos. La Compañía coloca sus excedentes de liquidez en instituciones financieras de prestigio, establece políticas de crédito conservadoras y evalúa constantemente las condiciones existentes en el mercado en el que opera. En consecuencia, la Compañía no prevé pérdidas significativas que surjan de este riesgo.

(c) Riesgo de liquidez

La liquidez se controla a través del calce de los vencimientos de sus activos y pasivos, y de la obtención de líneas de crédito y/o la emisión de obligaciones, que le permitan desarrollar sus actividades normalmente.

La administración evalúa permanentemente la suficiencia de efectivo y equivalente de efectivo y la posibilidad de comprometer y/o tener comprometido financiamiento a través de una adecuada cantidad de fuentes de crédito. La Compañía mantiene adecuados niveles de efectivo y de líneas de crédito disponibles.

A continuación se presenta un análisis de los pasivos financieros de la Compañía clasificados según su vencimiento, considerando el periodo restante para llegar a ese vencimiento en la fecha del balance general:

	Menos de 1 año US\$000	Entre 1 y 2 años US\$000	Entre 2 y 5 años US\$000	Más de 5 años US\$000	Total US\$000
<b>Al 31 de diciembre de 2010</b>					
Obligaciones financieras	242	7,098	17,830	41,703	66,873
Cuentas por pagar comerciales	17,917	-	-	-	17,917
Cuentas por pagar a partes relacionadas	3,285	-	47,000	-	50,285
Otras cuentas por pagar	<u>19,866</u>	<u>4,809</u>	<u>3,041</u>	<u>6,419</u>	<u>34,135</u>
Total	<u>41,310</u>	<u>11,907</u>	<u>67,871</u>	<u>48,122</u>	<u>169,210</u>
<b>Al 31 de diciembre de 2009 (Nota 1)</b>					
Obligaciones financieras	3,184	9,859	14,499	-	27,542
Cuentas por pagar comerciales	10,944	-	-	-	10,944
Cuentas por pagar a partes relacionadas	820	-	47,000	-	47,820
Otras cuentas por pagar	<u>5,849</u>	<u>2,861</u>	<u>2,972</u>	<u>9,802</u>	<u>21,484</u>
Total	<u>20,797</u>	<u>12,720</u>	<u>64,471</u>	<u>9,802</u>	<u>107,790</u>

La Gerencia administra el riesgo asociado con los importes incluidos en cada una de las categorías mencionadas anteriormente, los cuales incluyen presentar una sólida situación financiera frente a las instituciones financieras con el fin de asegurar suficientes líneas de crédito en todo momento, así como también solventar su capital de trabajo con los flujos de efectivo proveniente de sus actividades de operaciones.

(d) Administración del riesgo de capital

Los objetivos de la Compañía al administrar el capital son el salvaguardar su capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Compañía monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta entre la suma del capital total más la deuda neta. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo.

El ratio de apalancamiento fue como sigue:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Obligaciones financieras	66,873	27,542
Menos: Efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(24,015)</u>	<u>(16,275)</u>
Deuda neta	42,858	11,267
Patrimonio neto	<u>115,209</u>	<u>105,640</u>
Capital total	<u><u>158,067</u></u>	<u><u>116,907</u></u>
Ratio de apalancamiento	<u><u>0.27</u></u>	<u><u>0.10</u></u>

(e) Valor razonable de instrumentos financieros

La Gerencia estima que los valores en libros de los instrumentos financieros de la Compañía (activos y pasivos corrientes) al 31 de diciembre de 2010 y 2009 no difieren significativamente de sus valores razonables.

En el caso de las deudas a largo plazo, la Gerencia considera que el valor en libros es similar a su valor razonable debido a que devengan intereses equivalentes a las tasas vigentes en el mercado.

#### 4. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Este rubro comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Cuentas corrientes (a)	8,270	7,183
Depositos a plazo (b)	<u>15,745</u>	<u>9,092</u>
Total	<u><u>24,015</u></u>	<u><u>16,275</u></u>

(a) Las cuentas corrientes corresponden a saldos en bancos locales, en nuevos soles y dólares estadounidenses, y son de libre disponibilidad.

(b) Los depósitos a plazo corresponden a saldos en bancos locales, en nuevos soles y dólares estadounidenses, vencen entre 15 y 21 días y generan intereses a tasas anuales entre 0.80% y 2.55% (0.40% y 1.10% en 2009).

#### 5. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Facturas	16,963	8,132
Provisión de servicios no facturados	18,756	10,502
Cuentas por cobrar a parte relacionada (Nota 6)	<u>50</u>	<u>110</u>
	35,769	18,744
Provisión por deterioro de cuentas por cobrar	<u>(211)</u>	<u>(106)</u>
Total	<u><u>35,558</u></u>	<u><u>18,638</u></u>
Porción corriente	<u><u>31,698</u></u>	<u><u>16,285</u></u>
Porción no corriente	<u><u>3,860</u></u>	<u><u>2,353</u></u>

Las cuentas por cobrar comerciales corresponden a servicios de distribución de gas natural y otros servicios. Asimismo, corresponden al capital financiado en hasta 8 años por la instalación de acometidas e instalaciones internas realizadas a favor de los clientes

residenciales y comerciales, por lo cual la Compañía cobra un interés compensatorio anual de 18%.

La antigüedad de las cuentas por cobrar comerciales es como sigue:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Dentro de los plazos de vencimiento	34,999	18,497
Vencidas a más de 30 días	<u>770</u>	<u>247</u>
Total	<u><u>35,769</u></u>	<u><u>18,744</u></u>

El movimiento en la provisión por deterioro de cuentas por cobrar fue como sigue:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Saldos iniciales	106	34
Aumento (Nota 25)	165	72
Castigo	<u>(60)</u>	<u>-</u>
Saldos finales	<u><u>211</u></u>	<u><u>106</u></u>

En opinión de la Gerencia, el saldo de la provisión por deterioro de cuentas por cobrar cubre adecuadamente el riesgo de pérdida de valor en las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2010 y 2009.



## 6. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Los saldos en cuentas cobrar y por pagar a partes relacionadas son como sigue:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Por cobrar comerciales (Nota 5):		
Fénix Power Perú S.A.	<u>50</u>	<u>110</u>
Por pagar comerciales (Nota 13):		
Promigas S.A. ESP	739	425
AEI Global	<u>389</u>	<u>-</u>
Total	<u>1,128</u>	<u>425</u>
Por pagar no comerciales (a):		
AEI Perú Holdings LTD.	2,246	767
Promigas S.A. ESP	<u>1,039</u>	<u>53</u>
Total	<u>3,285</u>	<u>820</u>
Por pagar no comerciales - no corriente (b):		
AEI Perú Holdings LTD.	28,200	28,200
Promigas S.A. ESP	<u>18,800</u>	<u>18,800</u>
Total	<u>47,000</u>	<u>47,000</u>

- (a) Los saldos por pagar no comerciales, comprenden cuentas por pagar a los accionistas de la Compañía por concepto de intereses devengados del préstamo subordinado por el período de mayo a diciembre 2010. Adicionalmente el saldo por pagar AEI incluye (en miles) US\$688 por concepto de reembolso de gastos.
- (b) El 12 de marzo de 2009, la Compañía celebró un contrato con sus accionistas AEI Perú Holdings Ltd. y Promigas S.A. Esp., para la obtención de un préstamo subordinado por (en miles) US\$47,000, con el objeto de cancelar el préstamo adquirido con Santander Overseas Bank. Así, el 17 de marzo de 2009, la Compañía amortizó totalmente dicho préstamo, haciendo un pago de (en miles) US\$47,296 que incluye intereses devengados a esa fecha.

El préstamo subordinado financiado por los accionistas se efectuó en la misma proporción que su participación accionaria, por tanto AEI Perú Holdings Ltd. financió el 60% y Promigas S.A. Esp. el 40%.

El contrato especifica las siguientes condiciones:

- El principal tiene como vencimiento marzo de 2014.
- Devenga intereses LIBOR anual más 6.5%.
- Las amortizaciones de interés se realizan en forma trimestral, a partir de junio de 2009 hasta marzo de 2014.

Los saldos por cobrar y por pagar a partes relacionadas son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas, con excepción de las cuentas por pagar no comerciales – largo plazo , referidas al préstamo subordinado recibido de los accionistas.

Las principales transacciones con empresas relacionadas comprenden:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Servicios de asistencia administrativa, financiera y técnica, prestados a Fénix Power S.A. (Nota 1)	505	523
Servicios de asistencia técnica prestados por Promigas S.A. ESP	870	500

Las remuneraciones pagadas a la Gerencia en 2010 ascienden a (en miles) US\$2,230 (US\$1,737 en el 2009). Las remuneraciones pagadas a Directores en 2010 ascienden a (en miles) US\$15 (US\$20 en el 2009).

## 7. OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Este rubro comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Caja restringida (a)	2,071	5
Fondos en garantía de fideicomiso (b)	1,384	2,885
Anticipos a proveedores	275	-
Garantías	136	110
Diversas	434	530
Total	<u>4,300</u>	<u>3,530</u>
Porción no-corriente	<u>(136)</u>	<u>(110)</u>
Porción corriente	<u>4,164</u>	<u>3,420</u>

- (a) Caja restringida corresponde a cuentas de reservas de deudas prendadas en virtud al contrato del préstamo a largo plazo con Corporación Andina de Fomento - CAF, International Finance Corporation IFC y Infraestructure Crisis Facility Debt Pool - ICF. (Nota 16 (a)).
- (b) Con fecha 3 de mayo de 2010 se suscribió una adenda al Contrato de Fideicomiso de Flujos firmado originalmente el 31 de marzo de 2005, mediante el cual se creó un fideicomiso administrado por La Fiduciaria S.A. sobre los ingresos de la Compañía, con el objeto de servir de garantía y medio de pago para atender el pago total y oportuno de la próxima cuota de principal e intereses de la deuda contraída mediante Contrato de Préstamo suscrito con el Banco de Crédito del Perú (BCP) y Citibank del Perú (Citibank). A través de la adenda firmada, los derechos y obligaciones del BCP y Citibank, fueron transferidos a Corporación Andina de Fomento – CAF, International Finance Corporation IFC y Infraestructure Crisis Facility Debt Pool (Nota 16 (a)). En virtud del Contrato de Fideicomiso de Flujos y la Adenda antes mencionada, todos los ingresos provenientes de la Garantía de Red Principal (GRP) y todos los conceptos facturados en los recibos de distribución de gas, son canalizados a través de cuentas bancarias del fideicomiso, donde La Fiduciaria S.A. retiene mensualmente el 16% de la próxima cuota a vencer, cuyo vencimiento es semestral. Dicha retención no se aplicará en la medida que la Compañía mantenga una carta fianza vigente por el monto de la próxima cuota a vencer o que la cuenta mantenga un saldo equivalente a la próxima cuota a vencer. Al 31 de diciembre de 2010 se ha retenido un porcentaje de las cobranzas por (en miles) US\$1,067 (US\$1,752 al 31 de diciembre de 2009), en garantía de la próxima cuota a vencer.

Los flujos de libre disponibilidad, son transferidos a la Compañía una vez a la semana, lo que genera al cierre de estados financieros, saldos pendientes de transferir. Al respecto, al 31 de diciembre de 2010, un importe de (en miles) US\$317 (US\$1,133 al 31 de diciembre de 2009) se encuentra pendiente de liberación por parte de La Fiduciaria S.A.

## 8. EXISTENCIAS

Este rubro comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Suministros y repuestos	13,354	11,190
Existencias por recibir	<u>322</u>	<u>-</u>
Total	13,676	11,190
Provisión para desvalorización	<u>(170)</u>	<u>(129)</u>
Total	<u><u>13,506</u></u>	<u><u>11,061</u></u>

El movimiento en la provisión para desvalorización de existencias fue como sigue:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Saldo inicial	129	20
Aumento (Nota 24)	<u>41</u>	<u>109</u>
Saldo final	<u><u>170</u></u>	<u><u>129</u></u>

En opinión de la Gerencia, la provisión para desvalorización de existencias cubre adecuadamente el riesgo de desvalorización al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

## 9. IMPUESTOS POR RECUPERAR

Este rubro comprende:

	.. 2010 ..		.. 2009 ..	
	<u>Corriente</u> US\$000	Largo <u>Plazo</u> US\$000	<u>Corriente</u> US\$000	Largo <u>Plazo</u> US\$000
Crédito fiscal por impuesto general				
a las ventas - IGV (a)	-	16,093	-	14,457
Impuesto a la renta (b)	518	-	-	-
Impuesto a los activos netos - ITAN	<u>149</u>	<u>-</u>	<u>144</u>	<u>-</u>
	<u><u>667</u></u>	<u><u>16,093</u></u>	<u><u>144</u></u>	<u><u>14,457</u></u>

(a) El crédito fiscal por IGV corresponde al saldo a favor del IGV pagado en adquisición de bienes y servicios, y será compensado con el IGV de las futuras facturaciones gravadas que realizará la Compañía. Al 31 de diciembre de 2010, la Gerencia, de acuerdo a sus flujos, ha estimado que no habrá aplicación del saldo del crédito fiscal de IGV en el corto plazo, por lo que todo el crédito fiscal se presenta como no corriente.

(b) Corresponde al saldo a favor de ese impuesto que puede ser recuperado solicitando su devolución, o aplicándolo como crédito contra futuros pagos a cuenta y de regularización del referido impuesto.

## 10. GASTOS CONTRATADOS POR ANTICIPADO

Este rubro comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Seguros	1,394	799
Alquileres	48	48
Otros	<u>320</u>	<u>453</u>
Total	<u>1,762</u>	<u>1,300</u>
Porción no corriente	<u>(48)</u>	<u>(48)</u>
Porción corriente	<u>1,714</u>	<u>1,252</u>

## 11. TERRENOS, MAQUINARIA Y EQUIPO, NETO

El movimiento en el costo y en depreciación acumulada de terrenos, maquinaria y equipo fue como sigue:

	Mejoras propiedad <u>arrendada</u> US\$000	Maquinaria <u>y equipo</u> US\$000	Activos en equilibrio <u>tarifario</u> US\$000	Unidades de <u>transporte</u> US\$000	Muebles y <u>enseres</u> US\$000	Equipos <u>diversos</u> US\$000	Equipos de <u>cómputo</u> US\$000	Equipos en arrendamiento <u>financiero</u> US\$000	Obras en <u>curso</u> US\$000	<u>Total</u> US\$000
<b>Costo:</b>										
Saldos al 1 de enero de 2009 (Nota 2(a))	751	412	1,824	941	285	548	360	546	172	5,839
Adiciones	212	683	-	482	35	133	154	14	-	1,713
Retiros	-	(3)	-	(227)	-	-	-	-	(71)	(301)
Transferencias	-	-	-	-	-	-	-	-	(101)	(101)
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	963	1,092	1,824	1,196	320	681	514	560	-	7,150
Adiciones	-	347	-	268	35	26	209	-	-	885
Retiros	-	(24)	-	(10)	(16)	(48)	(57)	-	-	(155)
Transferencia Intangibles (Nota 12)	-	-	(1,824)	-	-	-	-	-	-	(1,824)
Saldos al 31 de diciembre de 2010	963	1,415	-	1,454	339	659	666	560	-	6,056
<b>Depreciación:</b>										
Saldos al 1 de enero de 2009 (Nota 2(a))	69	79	135	540	62	196	147	45	-	1,273
Adiciones	155	106	121	229	29	67	82	115	-	904
Retiros	-	(1)	-	(169)	-	-	-	-	-	(170)
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	224	184	256	600	91	263	229	160	-	2,007
Adiciones	166	137	-	204	30	70	98	117	-	822
Retiros	-	(9)	-	(9)	(7)	(26)	(50)	-	-	(101)
Transferencia Intangibles (Nota 12)	-	-	(256)	-	-	-	-	-	-	(256)
Saldos al 31 de diciembre de 2010	390	312	-	795	114	307	277	277	-	2,472
<b>Costo neto:</b>										
Al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	739	908	1,568	596	229	418	285	400	-	5,143
Al 31 de diciembre de 2010	573	1,103	-	659	225	352	389	283	-	3,584

- a) Las tasas de depreciación, expresadas en porcentajes, son como sigue:

	%
Mejoras en propiedad arrendada	20
Maquinaria y equipo	10
Unidades de transporte	20
Muebles y enseres	10
Equipos diversos	10
Equipos de cómputo	25
Equipos en arrendamiento financiero	20

- b) La depreciación de maquinaria y equipo por el ejercicio 2010 ha sido registrada en los siguientes rubros del estado de ganancias y pérdidas:

	<u>Notas</u>	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000 (Nota 2)
Costos de distribución de gas natural	23	349	496
Gastos de administración	24	459	408
Gastos de comercialización	25	<u>14</u>	<u>-</u>
Total		<u><u>822</u></u>	<u><u>904</u></u>

- c) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Gerencia ha realizado proyecciones de los resultados esperados por la Compañía para los próximos años. De acuerdo a estas proyecciones la Gerencia ha estimado que, los valores recuperables de sus activos de larga vida son mayores a sus valores en libros; por lo que considera que no es necesario constituir provisión por deterioro de activos a la fecha del balance general.
- d) Al 31 de diciembre de 2010, se tiene maquinaria y equipo y muebles y enseres por (en miles) US\$404 (US\$230 en 2009) totalmente depreciados, que todavía se encuentran en uso.
- e) En 2009, equilibrio tarifario, corresponde a las inversiones cedidas a la Compañía por las obras catalogadas económicamente no viables. En 2010, estas obras calificaron como viables y fueron transferidas a Bienes de la Concesión (Nota 12). A la recepción de estas obras cedidas se reconoce una cuenta por pagar a los clientes denominada: Aporte financiero y Aporte sobrecargo (Nota 15(a)).

## 12. ACTIVOS INTANGIBLES, NETO

El movimiento en el costo y en amortización acumulada de activos intangibles durante 2010 y 2009, fue como sigue:

	Bienes de la Concesión							Total US\$000
	Servidumbre y Derechos de Superficie	Concesión y Estudios Relacionados	Bienes de Distribución	Bienes de Distribución en Proceso	GRP de la Concesión Anticipada	Derechos Asociados al D.S. 082-2009-EM	Software	
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	
<b>Costo:</b>								
Saldos al 1 de enero de 2009 (Nota 2(a))	1,315	494	107,837	13,307	(9,102)	-	586	114,437
Adiciones	-	-	17,296	31,107	-	-	562	48,965
Transferencia	-	-	11,697	(11,697)	-	-	-	-
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	1,315	494	136,830	32,717	(9,102)	-	1,148	163,402
Adiciones	-	-	13,883	16,855	-	16,220	1,937	48,895
Transferencia	-	-	23,410	(23,410)	-	-	-	-
Transferencia activo fijo (Nota 11)	-	-	1,824	-	-	-	-	1,824
Saldos al 31 de diciembre de 2010	<u>1,315</u>	<u>494</u>	<u>175,947</u>	<u>26,162</u>	<u>(9,102)</u>	<u>16,220</u>	<u>3,085</u>	<u>214,121</u>
<b>Amortización Acumulada:</b>								
Saldos al 1 de enero de 2009 (Nota 2(a))	82	494	12,584	-	(1,344)	-	237	12,053
Adiciones	29	-	4,408	-	(311)	-	202	4,328
Saldos al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	111	494	16,992	-	(1,655)	-	439	16,381
Adiciones	29	-	5,990	-	(310)	1,509	311	7,529
Transferencia activo fijo (Nota 11)	-	-	256	-	-	-	-	256
Saldos al 31 de diciembre de 2010	<u>140</u>	<u>494</u>	<u>23,238</u>	<u>-</u>	<u>(1,965)</u>	<u>1,509</u>	<u>750</u>	<u>24,166</u>
<b>Costo neto:</b>								
Al 31 de diciembre de 2009 (Nota 2(a))	<u>1,204</u>	<u>-</u>	<u>119,838</u>	<u>32,717</u>	<u>(7,447)</u>	<u>-</u>	<u>709</u>	<u>147,021</u>
Al 31 de diciembre de 2010	<u>1,175</u>	<u>-</u>	<u>152,709</u>	<u>26,162</u>	<u>(7,137)</u>	<u>14,711</u>	<u>2,335</u>	<u>189,955</u>



Las tasas de amortización, expresadas en porcentaje, son como sigue:

	%
Servidumbre y derecho de superficie	1.6-3.7
Concesión y estudios relacionados	100
Derechos de concesión distribución	3.3 a 10
Derechos asociados al D.S. 082-2009-EM	28.63 a 33.33
Software	33.33 y 100

(a) La amortización por el ejercicio 2010 ha sido registrada en los siguientes rubros del estado de ganancias y pérdidas:

	<u>Notas</u>	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000 (Nota 2(a))
Costos de distribución de gas natural	23	5,680	4,208
Gastos de administración	24	339	120
Gastos de comercialización	25	<u>1,510</u>	<u>-</u>
Total		<u><u>7,529</u></u>	<u><u>4,328</u></u>

(b) Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Gerencia ha realizado proyecciones de los resultados esperados por la Compañía para los próximos años. De acuerdo a estas proyecciones la Gerencia ha estimado que, los valores recuperables de sus activos de larga vida son mayores a sus valores en libros; por lo que considera que no es necesario constituir provisión por deterioro de activos a la fecha del balance general.

(c) Bienes de la concesión representa los derechos de cobro de los servicios de distribución de gas natural, los cuales están asociados al consumo real de los usuarios, y están dentro del régimen regulatorio establecido por el ente regulador OSINERGMIN. El costo activado representa el valor invertido en la red de distribución (activos de la concesión), y se registra y amortiza de acuerdo a la política contable descrita en la Nota 2 (k).

(d) Los ingresos provenientes de la Garantía por Red Principal (GRP) percibidos con anterioridad a la fecha de inicio de operaciones, que ascendieron a (en miles) US\$9,102 y que son considerados como un descuento en la base tarifaria, se presentan netos del valor del derecho de concesión, y se devengan en línea recta de acuerdo al plazo de la concesión.

(e) Al 31 de diciembre de 2010, activos relacionados con la concesión por un monto de (en miles) US\$152,709 (US\$120,000 en 2009), se encuentran hipotecados en garantía del préstamo senior (Nota 16 (b)).

(f) Derechos asociados al D.S. 082-2009-EM corresponden a los derechos adquiridos por la Compañía de incluir como parte del sistema de distribución a Kallpa Generación S.A. y Enersur S.A. como resultado de la firma de los respectivos contratos firmados con dichas entidades.

### 13. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Este rubro comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Facturas	5,109	1,545
Provisión de compra y transporte de gas	8,716	6,636
Provisión facturas no recibidas	2,822	2,338
Partes relacionadas (Nota 6)	1,128	425
Otros	<u>142</u>	<u>-</u>
Total	<u><u>17,917</u></u>	<u><u>10,944</u></u>

Las cuentas por pagar comerciales son de vencimiento corriente, no generan intereses y no tienen garantías específicas.

### 14. IMPUESTO A LA RENTA Y PARTICIPACION DE LOS TRABAJADORES CORRIENTE

Este rubro comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Impuesto a la renta corriente	-	1,429
Participación de los trabajadores	<u>603</u>	<u>621</u>
Total	<u><u>603</u></u>	<u><u>2,050</u></u>

El movimiento del impuesto a la renta corriente fue como sigue:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Saldos iniciales por pagar (a favor)	1,429	249
Pagos a cuenta y de regularización por el ejercicio anterior	(1,489)	(420)
Ajuste del impuesto a la renta por el ejercicio anterior	60	62
Impuesto a la renta por el ejercicio (Nota 28 (c))	3,303	3,525
Pagos a cuenta del impuesto a la renta e ITAN del ejercicio	<u>(3,821)</u>	<u>(1,987)</u>
Saldos finales por (cobrar) pagar (Nota 9)	<u><u>(518)</u></u>	<u><u>1,429</u></u>

El movimiento de la participación de los trabajadores corriente fue como sigue:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Saldos iniciales	621	33
Pagos por el ejercicio anterior	(620)	(49)
Participación de los trabajadores por el ejercicio	602	618
Ajuste por el ejercicio anterior	<u>-</u>	<u>19</u>
Saldos finales	<u><u>603</u></u>	<u><u>621</u></u>

#### 15. OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Este rubro comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Tributos	578	243
Aportes previsionales y de seguridad social:		
AFP	69	50
ESSALUD	40	30
Remuneraciones y participaciones	2,093	1,593
Intereses	1,527	498
Aporte financiero y sobrecargo (a)	17,059	17,769
Generadores eléctricos (b)	11,220	-
Garantía recibida de clientes	906	766
Compensación por tiempo de servicios	87	63
Diversas	<u>556</u>	<u>616</u>
Total	34,135	21,628
Menos - porción no corriente (a)	<u>(14,269)</u>	<u>(15,635)</u>
Total	<u><u>19,866</u></u>	<u><u>5,993</u></u>

(a) Aporte financiero y sobrecargo, corresponden a la obligación que mantiene la Compañía en relación con proyectos construidos en aplicación de la Resolución OSINERGMIN No. 056-2009 OS/DC y que le será devuelto a los clientes como descuento en el servicio de distribución de gas natural.

(b) Cuentas por pagar a generadores eléctricos corresponde al pasivo relacionado con los contratos firmados dentro del marco del D.S. 082-2009-EM (Nota 12).

## 16. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Este rubro comprende:

	... 2010 ...		... 2009 ...	
	<u>Corriente</u>	Largo <u>Plazo</u>	<u>Corriente</u>	Largo <u>Plazo</u>
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Préstamo IFC - ICF y CAF (a)	-	69,856	-	-
Préstamo bancario	-	-	4,000	-
Préstamo Senior (b)	-	-	4,242	19,091
Arrendamiento financiero (c)	230	41	230	161
Obligaciones por derecho de servidumbre (d)	12	252	12	264
Gastos asociados a financiamiento	-	(3,518)	(84)	(374)
<b>Total</b>	<u>242</u>	<u>66,631</u>	<u>8,400</u>	<u>19,142</u>

- (a) El 16 de abril de 2010, International Finance Corporation (IFC), Corporación Andina de Fomento (CAF) e Infrastructure Crisis Facility Debt Pool (ICF) (los prestamistas) otorgaron a la Compañía un préstamo por US\$135 millones, de los cuales US\$50 millones corresponden a IFC (US\$40 millones categoría senior y US\$ 10 millones categoría subordinado), US\$50 millones corresponden a CAF (US\$40 millones categoría senior y US\$10 millones categoría subordinado) y US\$ 35 millones a ICF (categoría senior). Este préstamo devenga intereses semestrales LIBOR a seis meses más 5.20% para la categoría senior (US\$ 115 millones) y LIBOR a seis meses más 7% para la categoría subordinado (US\$20 millones).

Los fondos obtenidos de este préstamo tienen como finalidad el pago anticipado del préstamo senior (b) por US\$21.2 millones, financiar la ampliación de la red principal por US\$65.6 millones y financiar la ampliación de las otras redes por US\$48.2 millones. Los desembolsos de este préstamo se efectúan en forma gradual a solicitud de la Compañía durante 2 años, hasta el 20 de mayo de 2012 ó hasta completar los US\$135 millones, lo que ocurra primero.

Las amortizaciones son de forma semi-anales después de un periodo de gracia de 2 años (categoría senior) y 3 años (categoría subordinado). Asimismo el principal de la categoría senior es pagadero en 16 cuotas semestrales desde el 16 de abril 2012 hasta el 15 de octubre 2019, mientras que el principal para la categoría subordinado es pagadero en 14 cuotas semestrales desde el 15 de abril 2013 hasta el 15 de octubre del 2019. Al 31 de diciembre de 2010 se ha desembolsado (en miles) US\$69,856 y se ha procedido a cancelar el préstamo senior del Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (b), por un monto de US\$ 21.2 millones.

Este préstamo está garantizado de la siguiente manera:

- Hipoteca sobre los bienes de la concesión (Nota 1) firmado el 16 de abril de 2010 entre los Prestamistas y la Compañía.
  - Cuenta de reserva de deuda, contrato de Fideicomiso de Derechos y cobro y flujos (Nota 7), como medio de pago para canalizar el pago de la cuota próxima a vencer.
  - Prenda del 100% de las acciones de la Compañía.
- (b) El Banco de Crédito del Perú y Citibank del Perú (los Prestamistas) otorgaron a la Compañía el 31 de marzo de 2005 un préstamo por un monto de US\$35 millones, de los cuales US\$17.5 millones correspondían al Banco de Crédito del Perú y US\$17.5 millones al Citibank. Los fondos obtenidos de este préstamo fueron utilizados para cancelar la deuda contraída con Energía del Sur S.A. por US\$21 millones y para gastos e inversiones de capital por US\$14 millones. Este préstamo devengó intereses trimestrales a LIBOR a tres meses más 3.9%, siendo el principal pagadero en 33 cuotas trimestrales a partir del 4 de abril de 2007, con vencimiento final el 4 de abril de 2015. Este préstamo fue pagado anticipadamente en mayo de 2010 con los fondos obtenidos del préstamo de CAF, IFC y ICF (a).
- (c) Arrendamiento financiero con Interbank S.A.A. por la adquisición del sistema eléctrico y equipo de aire acondicionado instalado en propiedad arrendada, pagadero en 36 cuotas mensuales, con vencimiento final en enero 2012, con garantía de los bienes arrendados, y con una tasa de interés del 7.61%.
- (d) Corresponde al Contrato de Derecho de Servidumbre para el paso de los ductos del sistema de Distribución de Gas, suscrito el 17 de setiembre de 2003 por la Compañía con Ferrovías Central Andina S.A., por el cual se deben efectuar pagos anuales de (en miles) US\$12 hasta el año 2033.

El vencimiento de las obligaciones financieras es como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	US\$000	US\$000
Año		
2010	-	8,400
2011	242	4,482
2012	7,098	4,254
2013	8,915	4,254
2014	8,915	4,254
2015 al 2033	<u>41,703</u>	<u>1,898</u>
Total	<u><u>66,873</u></u>	<u><u>27,542</u></u>

## 17. PROVISIONES

Este rubro comprende:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	US\$000	US\$000
Estudio impacto ambiental (a)	547	524
Juntas de oro (b)	374	358
Cámara de válvula (c)	119	115
Aporte GRP (d)	143	129
Otras provisiones	<u>710</u>	<u>1,076</u>
Total	<u><u>1,893</u></u>	<u><u>2,202</u></u>

- (a) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de los compromisos asumidos en el Estudio de Impacto Ambiental de la Red Principal, según Resolución Directoral Nro. 092-2002-EM-DGAA.
- (b) Corresponde al procedimiento sancionador por un supuesto incumplimiento de lo establecido en el Manual de Construcción presentado al OSINERGMIN respecto a la aplicación de la prueba de burbuja a las juntas de oro del Sistema de Distribución de Gas Natural.
- (c) Corresponde al procedimiento abierto por un supuesto incumplimiento de las normas sobre programas de operación y/o manuales de operación, seguridad, mantenimiento y demás.
- (d) Corresponde a 22 resoluciones de Determinación y 22 Resoluciones de Multa emitidas por OSINERGMIN, toda vez que no se pagó el aporte regulatorio respecto de la Garantía de Red Principal correspondiente al período comprendido entre diciembre de 2003 a diciembre 2004. La Compañía presentó la reclamación con respecto a todas las resoluciones de determinación y multa, sin embargo la misma fue declarada infundada; ante ello la Compañía impugnó dicha resolución mediante Recurso de Apelación en relación con las 11 Resoluciones de Multa referidas al periodo de febrero-diciembre 2003; encontrándose a la fecha pendiente de resolver. Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía ha efectuado una provisión ascendente a (en miles) US\$143 (US\$129 en 2009).

Las provisiones han sido registradas sin perjuicio de las acciones legales que la Compañía ha iniciado en su defensa.

## 18. INGRESOS DIFERIDOS

Al 31 de diciembre de 2010, corresponde principalmente al pago recibido de clientes industriales y de gas natural vehicular por concepto de derecho de conexión, el cual será reconocido como ingreso cuando se haya concluido la conexión de estos clientes.

## 19. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el capital está representado por 98,301,277 acciones comunes, respectivamente, de US\$1.00 de valor nominal cada una, autorizadas, emitidas y pagadas.

Con fecha 19 de diciembre de 2008, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital social de (en miles) US\$47,000 a (en miles) US\$57,000 mediante aporte en efectivo de los accionistas de (en miles) US\$10,000, este incremento se hizo efectivo en enero 2009, emitiéndose 10,000,000 acciones de un valor nominal de US\$1 cada una.

Con fecha 6 de marzo de 2009, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital social mediante la realización de nuevos aportes en efectivo por un monto de (en miles) US\$20,000, emitiéndose 20,000,000 nuevas acciones de un valor nominal de US\$1 cada una. Este incremento se hizo efectivo en marzo de 2009.

Con fecha 4 de agosto de 2009, la Junta General de Accionistas acordó el aumento de capital social mediante la realización de nuevos aportes en efectivo por un monto de (en miles) US\$20,000, emitiéndose 20,000,000 nuevas acciones de un valor nominal de US\$1 cada una. Este incremento se hizo efectivo en setiembre de 2009.

El movimiento en el número de acciones en circulación fue como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	Cantidad de acciones	
En circulación al inicio del año	98,301,277	48,301,277
Aportes de capital	<u>-</u>	<u>50,000,000</u>
En circulación al fin del año	<u><u>98,301,277</u></u>	<u><u>98,301,277</u></u>

## Estructura de participación accionaria

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la estructura de participación accionaria de la Compañía era como sigue:

	No. de <u>Acciones</u>	Total de <u>Participación</u> %
AEI Perú Holdings LTD.	58,980,767	60.00
Promigas S.A. ESP	<u>39,320,510</u>	<u>40.00</u>
Total	<u><u>98,301,277</u></u>	<u><u>100.00</u></u>

### 20. RESERVA LEGAL

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la reserva legal se constituye transfiriendo como mínimo 10% de la utilidad neta de cada ejercicio, después de deducir pérdidas acumuladas, hasta que alcance un monto equivalente a la quinta parte del capital. En ausencia de utilidades no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal debe ser aplicada a compensar pérdidas, pero debe ser repuesta.

Un monto de (en miles) US\$9 (S/.30) que corresponde al 10% de la utilidad neta del ejercicio 2007 y un monto de (en miles) US\$61 (S/.192) que corresponde al 10% de la utilidad neta del ejercicio 2008 de COPESER, fueron transferidos a reserva legal en 2009.

Un monto de (en miles) US\$702 que corresponde al 10% de la utilidad neta de 2009 luego de compensar pérdidas acumuladas, fue transferido a reserva legal en 2010.

Un monto de (en miles) US\$957 que corresponde al 10% de la utilidad neta de 2010, será transferido a reserva legal en 2011.

### 21. DISTRIBUCION DE UTILIDADES

De acuerdo con lo señalado por el D. Legislativo 945 del 23 de diciembre de 2003, que modificó la Ley del Impuesto a la Renta, las personas jurídicas domiciliadas que acuerden la distribución de dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades, retendrán el 4.1% del monto a distribuir, excepto cuando la distribución se efectúe a favor de personas jurídicas domiciliadas.

Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente un Convenio de Estabilidad Jurídica y en opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable la retención del 4.1% en la distribución de los dividendos a los accionistas del exterior correspondiente al monto estabilizado de (en miles) US\$30,000, ni ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido después de la fecha de suscripción del mencionado Convenio.



No existen restricciones para la remesa de dividendos ni para la repatriación del capital a los inversionistas extranjeros.

## 22. INGRESO POR SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Ingreso por servicio de distribución de gas natural comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Venta de gas natural	61,653	44,158
Transporte de gas natural	32,162	22,963
Prestación de servicios de distribución	51,685	35,255
Derechos de conexión	1,323	-
Servicios de instalación interna y tubería de conexión	7,730	4,336
Prestación de otros servicios	<u>1,683</u>	<u>2,530</u>
Total	<u><u>156,236</u></u>	<u><u>109,242</u></u>

## 23. COSTO DE SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

Costo de servicio de distribución de gas natural comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000 (Nota 2(a))
Consumo de gas	61,860	44,085
Transporte de gas	32,605	23,153
Consumo de suministros	652	695
Costo de venta de mercaderías	9,410	4,809
Cargas de personal	4,403	3,198
Servicios prestados por terceros	2,261	1,536
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación y amortización (Notas 11 y 12)	6,029	4,704
Otros gastos	<u>116</u>	<u>615</u>
Total	<u><u>117,336</u></u>	<u><u>82,795</u></u>

#### 24. GASTOS DE ADMINISTRACION

Gastos de administración comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Cargas de personal	6,140	4,394
Servicios prestados por terceros	3,943	2,851
Tributos	1,502	902
Cargas diversas de gestión	1,765	1,198
Arrendamiento operativo (Nota 31)	724	423
Provisiones del ejercicio:		
Depreciación y amortización (Notas 11 y 12)	798	528
Provisión por desvalorización de existencias (Nota 8)	41	109
Total	<u>14,913</u>	<u>10,405</u>

#### 25. GASTOS DE COMERCIALIZACION

Gastos de comercialización comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Cargas de personal	1,801	1,193
Servicios prestados por terceros y cargas diversas de gestión	1,767	1,035
Depreciación y amortización (Nota 11 y 12)	1,524	-
Provisión por deterioro de cuentas por cobrar (Nota 5)	165	72
Total	<u>5,257</u>	<u>2,300</u>

#### 26. INGRESOS FINANCIEROS

Ingresos financieros comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Intereses de depósitos bancarios	42	20
Intereses de depósitos a plazos	150	204
Interés compensatorio clientes	256	223
Otros ingresos financieros	34	6
Total	<u>482</u>	<u>453</u>

## 27. GASTOS FINANCIEROS

Gastos financieros comprende:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Intereses de préstamo Subordinado	3,259	3,191
Intereses de préstamo Senior	3,697	1,349
Intereses de otros préstamos	135	252
Impuesto a las transacciones financieras	229	299
Otros gastos financieros	<u>324</u>	<u>382</u>
Total	<u><u>7,644</u></u>	<u><u>5,473</u></u>

## 28. IMPUESTO A LA RENTA

(a) Régimen tributario del Impuesto a la Renta que de no existir cambios estaría vigente al término del Convenio (Nota 1).

### (i) Tasas del impuesto

De conformidad con el D. Legislativo 945, del 23 de diciembre de 2003, a partir del ejercicio gravable 2004, la tasa de impuesto a la renta de las personas jurídicas domiciliadas es de 30%.

Las personas jurídicas domiciliadas se encuentran sujetas a una tasa adicional de 4.1%, sobre toda suma que pueda considerarse una disposición indirecta de utilidades, que incluyen sumas cargadas a gastos e ingresos no declarados; esto es, gastos susceptibles de haber beneficiado a los accionistas; gastos particulares ajenos al negocio; gastos de cargo de accionistas que son asumidos por la persona jurídica.

Las personas jurídicas no domiciliadas en el Perú y las personas naturales pagarán un impuesto de 4.1% sobre los dividendos distribuidos.

### (ii) Precios de transferencia

Para propósitos de la determinación del Impuesto a la Renta e Impuesto General a las Ventas los precios de transferencia de las transacciones con partes vinculadas o con sujetos residentes en territorios de baja o nula imposición deberán estar sustentados con el Estudio Técnico de Precios de Transferencia, y con la documentación sustentatoria correspondiente. Esta obligación formal surge cuando el monto de los ingresos devengados de las empresas superen los (en miles) S/.6,000 (equivalentes a (en miles) US\$ 2,138) y hubieran efectuado transacciones con partes vinculadas en un monto superior a (en miles) S/.1,000 (equivalentes a (en miles) US\$356). Adicionalmente, deberán presentar una declaración jurada anual informativa de Precios de Transferencia cuando el monto de las transacciones que realicen con partes relacionadas resulte mayor a (en miles) S/.200 (equivalentes a (en miles) US\$71).

Ambas obligaciones formales también serán exigibles en el caso de que se hubiera realizado al menos una transacción desde, hacia, o a través de países de baja o nula imposición.

Por excepción por 2006 y 2007, la obligación de contar con un Estudio Técnico de Precios de Transferencia no fue de aplicación a las transacciones que los contribuyentes domiciliados en el país realizaron con partes vinculadas domiciliadas, pero a partir del ejercicio 2008, estas transacciones deben ser incluidas en los correspondientes Estudios Técnicos de Precios.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, la Compañía no se encuentra obligada a presentar el Estudio técnico de Precios de transferencia debido a que cuenta con un Convenio de Estabilidad Jurídica (Nota 1).

(b) Modificaciones significativas al Impuesto a la Renta

A partir del 1 de enero de 2011 entraron en vigencia algunos cambios en el régimen de determinación del Impuesto a la Renta aplicable a las empresas dispuestos por las Leyes 29498 y 29645, esta última publicada el 31 de diciembre de 2010. A continuación se muestra un breve resumen de los cambios más importantes aplicables a las empresas:

- Se establece que las sumas destinadas a la capacitación del personal podrán ser deducidas como gasto hasta por un monto máximo equivalente a 5% del total de los gastos deducidos en el ejercicio. A este efecto debe presentarse un Programa de Capacitación anual ante el Ministerio de Trabajo.
- Se definen como “créditos de fomento”, a efectos de aplicar la exoneración a los intereses provenientes de los mismos, a las operaciones de endeudamiento que se destinen a financiar proyectos o programas para el desarrollo del país en obras públicas de infraestructura y prestación de servicios públicos, así como los destinados a financiar créditos a microempresas.
- Los intereses abonados por una empresa domiciliada en favor de una persona natural no domiciliada estarán sujetos a una retención del 4.99% (antes 30%), salvo que exista vinculación o el acreedor sea residente en un paraíso fiscal.
- Los intereses abonados a personas jurídicas no domiciliadas provenientes de bonos u otros instrumentos de deuda, depósitos en el Sistema Financiero Nacional, operaciones de reporte, pactos de recompra y préstamos bursátiles y otros intereses provenientes de operaciones de crédito estarán sujetos a una retención del 4.99% (antes 30%).
- En el caso de créditos externos en los que no aplique la tasa antes indicada o cuando el acreedor sea una empresa vinculada o cuando se utilice a un acreedor para ocultar una operación de crédito entre partes vinculadas, la tasa de retención sobre los intereses correspondientes será del 30%. En una fiscalización, el

contribuyente deberá demostrar que la operación es genuinamente un préstamo o crédito otorgado por una parte no relacionada.

- Se ha asignado a la Institución de Compensación y Liquidación de Valores (CAVALI) la condición de agente de retención con carácter definitivo del impuesto de cargo de sujetos no domiciliados por concepto de intereses gravados al 4.99%. Corresponderá al sujeto no domiciliados abonar el mayor impuesto (30%) que aplica en los casos antes indicados.
- Se han establecido reglas especiales para la imposición de rentas obtenidas en operaciones de reporte, pactos de recompra y préstamos bursátiles, a las que se considera como operaciones de financiamiento.
- Para la determinación del gasto por intereses deducibles se efectuará una comparación con el monto de los ingresos por interés exonerados e inafectos, inclusive. El exceso es la porción deducible.

Como se describe en la Nota 1, la Compañía tiene vigente hasta el 2033 un Convenio de Estabilidad Jurídica. En opinión de la Gerencia, mientras el referido convenio se encuentre en vigencia, no es aplicable a la Compañía, ningún cambio relacionado con el impuesto a la renta ocurrido durante la vigencia del mencionado Convenio.

- (c) El gasto por impuesto a la renta, calculado a la tasa de 30% vigente a la fecha de firma del Convenio, comprende:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	US\$000	US\$000
Impuesto a la renta corriente (acápito d)	(3,303)	(3,347)
Impuesto a la renta corriente de COPESER (antes de la fusión)	-	(178)
Impuesto diferido (Nota 29)	<u>(882)</u>	<u>94</u>
Total	<u><u>(4,185)</u></u>	<u><u>(3,431)</u></u>

(d) El impuesto a la renta corriente fue determinado como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	US\$000	US\$000
Utilidad antes de impuesto a la renta	13,754	10,885
Menos: Utilidad COPESER - antes de la fusión (*)	<u>-</u>	<u>(510)</u>
Utilidad financiera para el cálculo del impuesto a la renta, antes de participaciones e impuesto a la renta	<u>13,754</u>	<u>10,375</u>
Adiciones (deducciones) tributarias:		
Gastos no deducibles	196	567
Diferencias temporales	<u>(2,940)</u>	<u>215</u>
Renta gravable para computar el impuesto a la renta corriente	<u>11,011</u>	<u>11,157</u>
Impuesto a la renta corriente - 30%	<u><u>(3,303)</u></u>	<u><u>(3,347)</u></u>

(\*) De acuerdo con las disposiciones tributarias vigentes, COPESER cumplió con presentar su declaración jurada de impuesto a la renta por el periodo comprendido entre el 1 de enero al 30 de mayo de 2009 (antes de la fusión). Por tal motivo, la declaración jurada de impuestos de la Compañía por el año 2009, no incluye la actividad de COPESER por el periodo antes de la fusión.

(e) Situación tributaria

Las declaraciones juradas del impuesto a la renta de la Compañía de los años 2006 a 2009 y la que será presentada por el ejercicio 2010, están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la declaración jurada de impuesto a la renta. La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia como resultado de las revisiones pendientes.

Las declaraciones juradas de impuesto a la renta de COPESER correspondientes a los ejercicios del 2006 a 2008 y la correspondiente al período del 1 de enero al 31 de mayo de 2009 están pendientes de revisión por la administración tributaria, la cual tiene la facultad de efectuar dicha revisión dentro de los cuatro años siguientes al año de presentación de la correspondiente declaración jurada de impuesto a la renta. La Gerencia estima que no surgirán pasivos de importancia como resultado de las revisiones pendientes.

Debido a las posibles interpretaciones que las autoridades tributarias pueden dar a las normas legales aplicables en cada año, a la fecha, no es posible determinar si de las revisiones que se realicen resultarán o no pasivos para la Compañía, por lo que cualquier eventual mayor impuesto o recargo que pudiera resultar de las revisiones

fiscales sería aplicado a los resultados del ejercicio en que estos se determinen. En opinión de la Gerencia cualquier eventual liquidación adicional de impuestos no sería significativa para los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

(f) Conciliación de la tasa efectiva del impuesto a la renta con la tasa tributaria combinada

Al 31 de diciembre de 2010, la conciliación de la tasa efectiva del impuesto a la renta 30.43% (31.52% al 31 de diciembre de 2009) con la tasa tributaria nominal de 30% es como sigue:

	<u>2010</u>		<u>2009</u>	
	US\$000	%	US\$000	%
Utilidad antes de impuesto a la renta	<u>13,754</u>	<u>100.00</u>	<u>10,885</u>	<u>100.00</u>
Impuesto a la renta calculado según tasa tributaria	4,127	30.00	3,266	30.00
Efecto tributarios sobre adiciones (deducciones):				
Gastos no deducibles	<u>58</u>	<u>0.43</u>	<u>166</u>	<u>1.52</u>
Impuesto a la renta corriente y diferido registrado según tasa efectiva	<u><u>4,185</u></u>	<u><u>30.43</u></u>	<u><u>3,432</u></u>	<u><u>31.52</u></u>

## 29. ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO A LA RENTA DIFERIDO

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el movimiento en el activo (pasivo) neto por impuesto a la renta diferido y la descripción de las diferencias temporales que le dieron origen, es como sigue:

	...2009...		...2010...			Saldos al <u>31.12.10</u> US\$000
	Saldos al <u>01.01.09</u> US\$000	Adiciones (Recuperos) US\$000	Saldos al <u>31.12.09</u> US\$000	Adiciones (Recuperos) US\$000	Ajuste (Nota 2 (a)) US\$000	
Reversión facturación	47	-	47	(32)	(8)	7
Vacaciones no pagadas	93	(48)	45	43	-	88
Depreciación menor que la tributaria	(17)	(1)	(18)	(17)	(10)	(45)
Amortización menor que la tributaria	(60)	69	9	(988)	(9)	(988)
Intereses efectivo NIC 39	69	63	132	97	-	229
Provisiones	<u>15</u>	<u>27</u>	<u>42</u>	<u>16</u>	<u>9</u>	<u>67</u>
Total	<u><u>147</u></u>	<u><u>110</u></u>	<u><u>257</u></u>	<u><u>(881)</u></u>	<u><u>(18)</u></u>	<u><u>(642)</u></u>

## 30. UTILIDAD POR ACCION COMUN

La utilidad básica por acción común ha sido calculada dividiendo la utilidad neta del ejercicio atribuible a los accionistas comunes, entre el promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el ejercicio. Debido a que no existen acciones comunes potenciales diluyentes, esto es, instrumentos financieros u otros contratos que dan

derecho a obtener acciones comunes, la utilidad diluida por acción común es igual a la utilidad básica por acción común.

(a) La utilidad básica y diluida por acción común resulta como sigue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
	US\$000	US\$000
Utilidad neta atribuible a los accionistas comunes	<u>9,569</u>	<u>7,454</u>

(b) El promedio ponderado del número de acciones comunes en circulación durante el 2010 y 2009, ambas de US\$1.00 de valor nominal c/u, fue como sigue:

	Acciones Comunes <u>en circulación</u>	Días de vigencia <u>hasta el cierre</u>	Promedio ponderado de Acciones <u>Comunes</u>
En circulación al inicio 2009	48,301,277	365	48,301,277
Emisión de nuevas acciones 13/01	10,000,000	353	9,671,233
Emisión de nuevas acciones 6/03	20,000,000	301	16,493,151
Emisión de nuevas acciones 7/9	<u>20,000,000</u>	116	<u>6,356,164</u>
En circulación al final de 2009	<u>98,301,277</u>		<u>80,821,825</u>
En circulación al inicio y final del 2010	<u>98,301,277</u>	365	<u>98,301,277</u>
		<u>2010</u>	<u>2009</u>
		US\$	US\$

(c) Utilidad básica y diluida por acción común  
(en dólares estadounidenses)

<u>0.097</u>	<u>0.092</u>
--------------	--------------



### 31. ARRENDAMIENTO OPERATIVO

Al 31 de diciembre de 2010, la Compañía mantiene cuatro contratos de arrendamiento operativo, de oficinas y estacionamientos, no rescindibles que tienen vigencia hasta el 1 de febrero de 2013, 1 de mayo de 2011, 14 de diciembre de 2012 y 9 de marzo de 2013 respectivamente. Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los pagos mínimos futuros de arrendamiento son como sigue:

	<u>2010</u> US\$000	<u>2009</u> US\$000
Hasta un año	663	422
Más de un año hasta cinco	<u>1,009</u>	<u>782</u>
Total	<u>1,672</u>	<u>1,204</u>
Valor presente de los pagos mínimos	<u>1,405</u>	<u>906</u>

La tasa utilizada para el cálculo del valor presente de los pagos mínimos es de 10%.

El gasto por arrendamiento de 2010 y 2009 fue de (en miles) US\$724 y (en miles) US\$423, respectivamente y se presenta en el rubro gastos de administración del estado de ganancias y pérdidas.

### 32. REGLAMENTO AMBIENTAL

Conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, la construcción y la operación de la Red de Alta Presión y de las Otras Redes cuentan con respectivos Estudios de Impacto Ambiental (en adelante los EIA) donde se establecen los compromisos medio ambientales que la Compañía debe cumplir, los que hacen principal incidencia a la etapa de construcción de las redes. Los EIA incluyen un Plan de Manejo Ambiental (en adelante el PMA) donde se describen las medidas que debe adoptar la Compañía para prevenir o mitigar impactos ambientales negativos y mantener sus operaciones dentro de los márgenes de las regulaciones ambientales.

Adicionalmente, la Compañía presenta anualmente un informe de gestión ambiental ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (“OSINERGMIN”), ente responsable de la verificación del cumplimiento de los compromisos medio ambientales asumidos por la sociedad en el PMA.

Al 31 de diciembre de 2010, el gasto acumulado relacionado directamente con la protección del medio ambiente ascendió a (en miles) US\$23 (US\$21 al 31 de diciembre de 2009).

### 33. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 19 de enero de 2011, AEI propietaria del 60% del capital social de la Compañía ha celebrado un acuerdo de venta con Empresa de Energía de Bogotá (EEB), para venderle la totalidad de su participación en la Compañía; con esta operación EEB obtendría un 60% del capital social de forma indirecta. Esta operación se concretó el 14 de febrero de 2011.

Así también, con la misma fecha, AEI ha dispuesto la venta de Promigas S.A. ESP, accionista del 40% de las acciones de la Compañía, a Corporación Financiera Colombiana S.A. ("Corficolombiana"), Fondo de Capital Privado Corredores Capital I, Fondo de Capital Privado por Compartimenos CP-Val, and Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. ("EEB"). Esta operación se concretó el 10 de febrero de 2011

La Gerencia no tiene conocimiento de hechos posteriores adicionales a los mencionados en los párrafos anteriores ocurridos entre la fecha de cierre de estos estados financieros y la fecha de este informe, que puedan afectarlos significativamente.

---